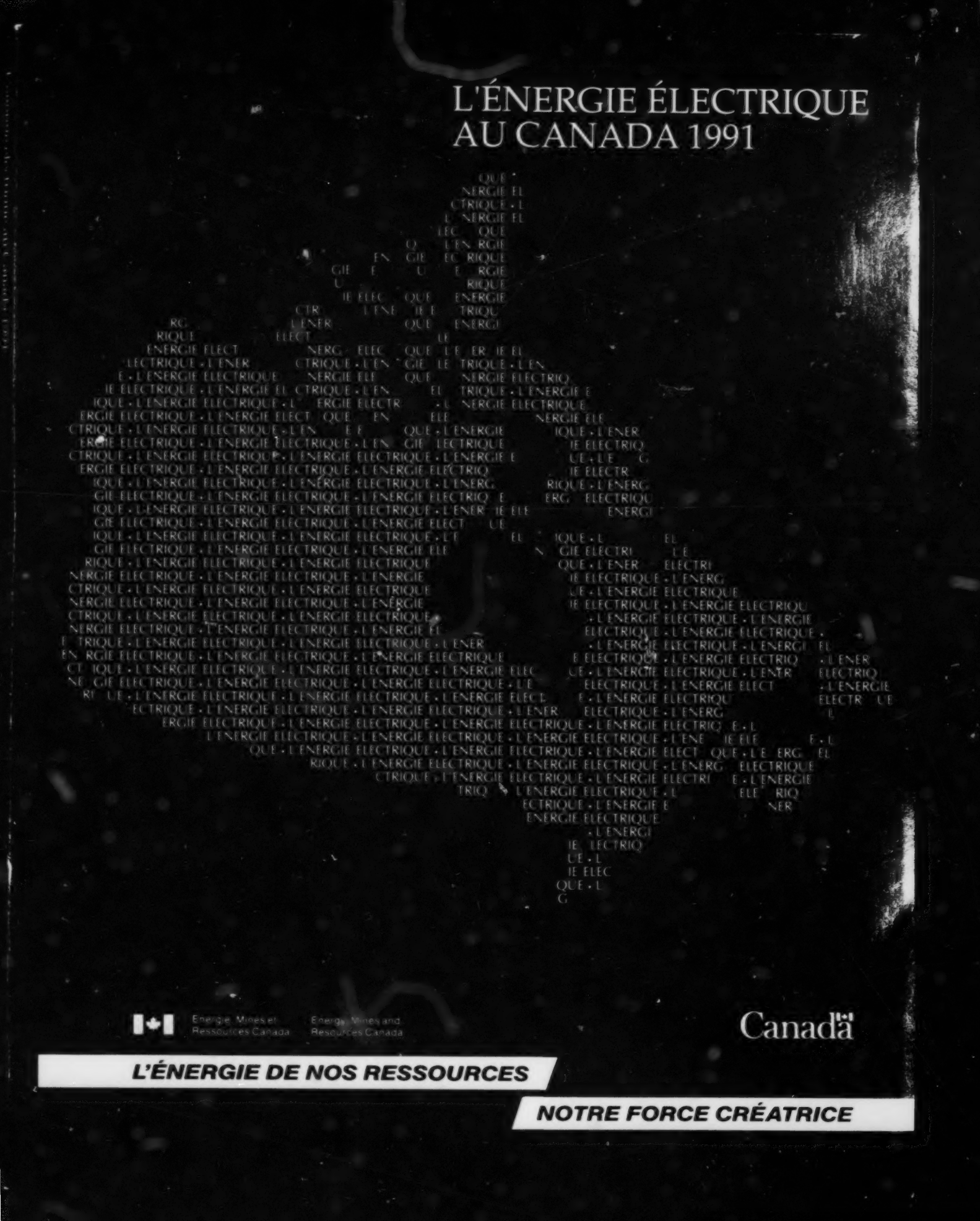
L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1991



Énergie, Mines et Ressources Canada
Energy, Mines and Resources Canada

Canada

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES

NOTRE FORCE CRÉATRICE

93-00593/

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1991

La Direction de l'électricité tient à féliciter la Commission géologique du Canada à l'occasion de son cent cinquantième anniversaire. Puisse-t-elle connaître un avenir aussi brillant que son passé.

Direction de l'électricité
Secteur de l'énergie
Énergie, Mines et Ressources Canada

Publié sous l'autorité du ministre
de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

Imprimé sur du papier recyclé

Printed on recycled paper

Remerciements

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services d'électricité et l'Association canadienne de l'électricité de leur collaboration à la préparation de ce rapport.

Personnes-ressources

Vous pouvez adresser vos commentaires au sujet de ce rapport à :
David Burpee
Directeur, Division des services d'électricité
Direction de l'électricité
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
Canada K1A 0E4
(613) 995-7460

Pour obtenir des renseignements au sujet de l'élaboration et du contenu de ce rapport, adressez-vous à :
Po-Chih Lee
Économiste principal et gestionnaire des Systèmes d'information
Direction de l'électricité
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
Canada K1A 0E4
(613) 996-4779

On peut obtenir sur demande des copies du rapport à l'adresse suivante :
Centre de diffusion
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
Canada K1A 0E4
Tél. : (613) 992-0759
Télécopieur : (613) 996-9094

Also available in English, write to:
Distribution Centre
Communications Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
Canada K1A 0E4
Tel: (613) 992-0759
Facsimile: (613) 996-9094

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada, 1992
No de cat. M23-7/1991-F
ISBN : 0-662-97711-4
ISSN : 0-821-8218

Table des matières

		Page
1.	L'industrie de l'électricité au Canada	1
2.	L'industrie canadienne de l'électricité : une comparaison internationale	8
3.	Le cadre réglementaire	18
4.	L'électricité et les processus d'évaluation environnementale	23
5.	La consommation d'électricité	30
6.	La production d'électricité	39
7.	La capacité de production et la marge de réserve	48
8.	Le commerce de l'électricité	58
9.	Le transport de l'électricité	69
10.	Investissement et financement des services d'électricité	75
11.	Prix de revient et de vente	81
12.	Perspectives d'avenir	88
13.	La gestion axée sur la demande	102
14.	La production indépendante d'électricité	109

ANNEXE A

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1991	117
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1991	118
Tableau A3.	Capacité thermique classique par source principale, 1991	119
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1991	119
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité par province	120
Tableau A6.	Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1991	122
Tableau A7.	Capacité par type de centrale	124
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1991 et augmentations projetées entre 1992-2014	129

ANNEXE B

B1.	Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada	134
B2.	Chronologie de la mise en service des interconnexions régionales	139

Table des matières (suite)

Page

ANNEXE C

C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada 141

ANNEXE D

Normes et directives environnementales du gouvernement fédéral 152

ANNEXE E

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité 158

E2. Programmes de déplacement de la charge 160

E3. Prix payés par les services d'électricité pour la PIÉ en 1991 161

Définitions et abréviations 164

Liste des tableaux

		Page
Tableau 1.1.	Principaux services d'électricité au Canada, par province	1
Tableau 1.2.	Capacité installée et production d'énergie des services d'électricité et des autoproducteurs industriels, 1930-1991	2
Tableau 1.3.	Services d'électricité : actif, recettes et nombre d'employés, 1991	3
Tableau 2.1.	Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1989	8
Tableau 2.2.	Comparaison internationale par source d'énergie, 1989	9
Tableau 2.3.	Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1989	10
Tableau 2.4.	Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité, 1986-1989	11
Tableau 2.5.	Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1989	12
Tableau 2.6.	Comparaison internationale des importations d'électricité, 1989	13
Tableau 2.7.	Comparaison internationale de l'intensité d'utilisation de l'électricité	14
Tableau 2.8.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, janvier 1992	15
Tableau 2.9.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, janvier 1992	16
Tableau 2.10.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, janvier 1992	17
Tableau 5.1.	Consommation d'électricité par province	30
Tableau 5.2.	Consommation d'électricité au Canada par secteur	32
Tableau 5.3.	Production et consommation d'électricité par province, 1991	33
Tableau 5.4.	Provinces : consommation d'électricité par habitant	35
Tableau 5.5.	Profil et équipement des ménages canadiens, 1991	35
Tableau 5.6.	Demande de pointe par province	36
Tableau 5.7.	Facteur de charge par province	37
Tableau 6.1.	Sources de production d'électricité	39
Tableau 6.2.	Production d'électricité par source d'énergie, 1991	42
Tableau 6.3.	Production d'électricité par province	43
Tableau 6.4.	Combustibles utilisés pour produire de l'électricité au Canada	44
Tableau 6.5.	Combustibles utilisés pour produire de l'électricité par province, 1991	45
Tableau 6.6.	Émissions dues à la production d'électricité, 1991	46
Tableau 7.1.	Capacité installée par source d'énergie, 1960-1991	47
Tableau 7.2.	Capacité installée par source et par province, 1991	48

Liste des tableaux (suite)

		Page
Tableau 7.3.	Capacité installée par province, 1960-1991	49
Tableau 7.4.	Principales centrales hydroélectriques au Canada, 1991	52
Tableau 7.5.	Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1991	52
Tableau 7.6.	Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1991	53
Tableau 7.7.	Capacité excédentaire au Canada, 1991	54
Tableau 7.8.	Puissance hydroélectrique au Canada, 1991	55
Tableau 8.1.	Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1991	58
Tableau 8.2.	Provinces : part des exportations totales, 1960-1991	59
Tableau 8.3.	Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1991	59
Tableau 8.4.	Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1991	60
Tableau 8.5.	Prix moyen des exportations, 1960-1991	61
Tableau 8.6.	Exportations d'électricité et recettes par province, 1990-1991	62
Tableau 8.7.	Comparaison des recettes moyennes des ventes à l'exportation par province, 1990 et 1991	62
Tableau 8.8.	Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1991	63
Tableau 8.9.	Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1991	64
Tableau 8.10.	Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1991	65
Tableau 8.11.	Commerce canadien de ressources énergétiques, 1975-1991	66
Tableau 8.12.	Échanges interprovinciaux annuels d'électricité, 1960-1991	67
Tableau 8.13.	Échanges interprovinciaux selon la destination, 1982-1991	67
Tableau 9.1.	Longueur des circuits au Canada, 1991	69
Tableau 9.2.	Interconnexions provinciales à la fin de 1991	70
Tableau 9.3.	Interconnexions provinciales envisagées	71
Tableau 9.4.	Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis, 1991	72
Tableau 10.1.	Investissement des services d'électricité, 1971-1991	75
Tableau 10.2.	Dépenses en capital des industries du secteur énergétique, 1972-1991	76
Tableau 10.3.	Répartition des dépenses en capital, 1972-1991	76
Tableau 10.4.	Dépenses en capital des principaux services d'électricité	78
Tableau 10.5.	Dette à long terme et sources de financement des principaux services d'électricité, 1990	79
Tableau 10.6.	Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1985-1990	80
Tableau 11.1.	Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1962-1991	81

Liste des tableaux (suite)

		Page
Tableau 11.2.	Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1990	82
Tableau 11.3.	Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1981-1991	83
Tableau 11.4.	Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1981-1990	84
Tableau 11.5.	États financiers des principaux services d'électricité, 1991	85
Tableau 11.6.	Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1992	86
Tableau 12.1.	Prévisions de la demande d'électricité intérieure	88
Tableau 12.2.	Prévisions de la demande de pointe intérieure	90
Tableau 12.3.	Prévisions de la capacité installée par province	92
Tableau 12.4.	Prévisions de la capacité installée par source d'énergie au Canada	94
Tableau 12.5.	Production d'électricité par province : prévisions des services d'électricité	94
Tableau 12.6.	Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada	95
Tableau 12.7.	Exportations d'électricité aux États-Unis	96
Tableau 12.8.	Besoins en combustibles pour la production d'électricité	97
Tableau 12.9.	Dépenses en capital des principaux services d'électricitié	97
Tableau 12.10.	Dépenses en capital des principaux services d'électricité (production)	98
Tableau 12.11.	Dépenses en capital des principaux services d'électricité (transport)	98
Tableau 12.12.	Dépenses en capital des principaux services d'électricité (distribution)	99
Tableau 12.13.	Dépenses en capital des principaux services d'électricité (autres)	99
Tableau 12.14.	Prévisions des émissions de SO_2 par combustible au Canada	100
Tableau 12.15	Prévisions des émissions de NO_x par combustible au Canada	100
Tableau 13.1.	Économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité	105
Tableau 13.2	Économies d'énergie réalisées grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des services d'électricité	107
Tableau 14.1.	Capacité installée des autoproducteurs par source d'énergie, 1991	109
Tableau 14.2.	Capacité installée des petits services d'électricité par source d'énergie, 1991	110
Tableau 14.3.	Production d'électricité des autoproducteurs par source d'énergie, 1991	111
Tableau 14.4.	Production des petits services d'électricité par source d'énergie, 1991	112
Tableau 14.5.	Prévisions de la capacité de production réalisable par les producteurs indépendants	113
Tableau 14.6.	Prévisions de la production réalisable par les producteurs indépendants	114

Liste des figures

		Page
Figure 5.1.	Demande d'énergie primaire au Canada	31
Figure 5.2.	Demande d'énergie secondaire au Canada	31
Figure 5.3.	Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1991	34
Figure 5.4.	Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1991	38
Figure 6.1.	Répartition par province des principales centrales, 1991	40
Figure 6.2.	Production d'électricité par source d'énergie	41
Figure 6.3.	Production d'électricité par région	44
Figure 7.1.	Capacité installée par source d'énergie	50
Figure 7.2.	Capacité installée par région	51
Figure 7.3.	Performance à vie des réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde selon leur type	56
Figure 7.4.	Performance à vie de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde, 1991	57
Figure 8.1.	Commerce de l'électricité, 1991	68
Figure 9.1.	Principaux réseaux de transport sur de longues distances au Canada, 1991	73
Figure 9.2.	Principales interconnexions provinciales et internationales, 1991	74
Figure 10.1.	Répartition des dépenses en capital, 1991	77
Figure 11.1.	Indices des prix, 1980-1991	87
Figure 12.1.	Comparaison des prévisions de la demande d'électricité	89
Figure 12.2.	Diverses prévisions de la capacité installée	91
Figure 12.3.	Comparaison des prévisions de la production d'électricité	93
Figure 12.4.	Prévisions des émissions de CO_2 par combustible au Canada	101
Figure 13.1	Courbe de durée type de la charge annuelle et réduction du coût de production d'un service d'électricité	102
Figure 13.2.	Objectifs et programmes de la gestion axée sur la demande	104
Figure 13.3.	Économies de puissance par secteur grâce à la GAD	106

1. L'industrie de l'électricité au Canada

SA STRUCTURE

Au Canada, l'industrie moderne de l'électricité a pris son essor en 1884. Aujourd'hui, l'électricité est essentielle à presque tous les secteurs de l'économie canadienne et on prévoit qu'elle jouera un rôle encore plus grand au cours de la prochaine décennie. De 1947 à la fin de 1991, la production nette d'électricité a augmenté, sur une base annuelle, à un taux moyen de 5,5 %, comparativement au produit intérieur brut réel du Canada qui a augmenté de 4,2 % et à la population dont le taux de croissance était de 1,8 %. L'industrie de l'électricité au Canada est constituée de sociétés d'État provinciales, de services privés, de services municipaux et d'établissements industriels. Le gouvernement fédéral n'a qu'un très petit rôle au titre de la capacité installée et de la production.

Aux termes de la Constitution canadienne, l'énergie électrique est un domaine de compétence presque exclusivement provinciale. De ce fait, l'industrie de l'électricité au pays s'est organisée suivant les contours des provinces et elle est, le plus souvent, hautement intégrée : quelques services prédominants assurent le gros de la production, du transport et de la distribution. Certains d'entre eux sont entre les mains d'intérêts privés, mais la majorité sont des sociétés d'État provinciales. Au tableau 1.1 figure la liste des principaux services d'électricité.

Parmi ceux-ci, on retrouve huit sociétés d'État provinciales,

Tableau 1.1. Principaux services d'électricité au Canada, par province

Province	Service	Propriété
Terre-Neuve	Newfoundland & Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Limited	Privée
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Company Limited	Privée
Nouvelle-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Nouveau-Brunswick	Énergie NB	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
Yukon	Yukon Energy Corp.	Territoriale
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation	Territoriale

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

quatre services privés, deux services municipaux et deux sociétés d'État relevant des gouvernements territoriaux. En 1991, les sociétés d'État provinciales représentaient environ 84,9 % de la capacité installée totale et ont fourni environ 81,3 % de la production totale d'électricité. Les quatre services privés représentaient 6,1 % de la capacité totale du Canada et fournissaient approximativement 7,6 % de la production totale. Les services municipaux affichaient 1,5 % de la capacité installée du pays et fournissaient 1,1 % de la production totale. Les deux sociétés d'État desservant les territoires représentaient 0,3 % de la capacité installée totale et fournissaient 0,2 % de la production totale du pays.

En plus des seize principaux services d'électricité, il existe au pays environ 60 établissements industriels autoproducteurs. Quelques-uns d'entre eux vendent de l'électricité aux réseaux de distribution municipaux ou à certains des services d'électricité. Il s'agit surtout d'usines de pâtes et papiers, d'exploitations minières et d'alumineries. En 1991, ces autoproducteurs industriels représentaient 5,9 % de la capacité installée totale et fournissaient environ 8,2 % de la production totale du pays. (Voir le tableau 1.2.)

Outre les principaux services d'électricité et les autoproducteurs industriels, il existe au Canada environ 364 services d'électricité de petites dimensions, dont 87 % sont situés en Ontario. La plupart sont de propriété municipale. N'ayant aucune centrale, ils s'approvisionnent plutôt chez les principaux services de leur province. Cependant, plusieurs petits services privés exploitent leurs propres centrales. En 1991, ces petits services représentaient 1,3 % de la capacité installée totale et ont fourni 1,6 % de l'énergie électrique au pays.

SON APPORT ÉCONOMIQUE

L'industrie de l'électricité joue un rôle important dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 1.3, elle comptait environ 101 000 employés en 1991, soit environ 1,1 % de l'emploi au pays. Les recettes totales ont atteint environ

Tableau 1.2. Capacité installée et production d'énergie des services d'électricité et des autoproducteurs industriels, 1930-1991

Année	Capacité installée			Production d'énergie		
	Services	Autoproducteurs	Capacité	Services	Autoproducteurs	Production
	(%)	(%)	(MW)	(%)	(%)	(GWh)
1930	83	17	5 573	93	7	19 468
1940	84	16	8 104	91	9	33 062
1950	83	17	11 076	88	12	55 037
1960	80	20	23 035	78	22	114 378
1965	82	18	29 348	77	23	144 274
1970	88	12	42 826	84	16	204 723
1975	90	10	61 352	87	13	273 392
1980	92	8	81 999	89	11	367 306
1985	93	7	97 020	92	8	447 182
1988	94	6	101 055	92	8	490 672
1989	94	6	101 960	92	8	482 152
1990	94	6	102 947	91	9	465 744
1991	94	6	104 631	92	8	489 227

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogues 57-202 et 57-001

22,1 milliards de dollars en 1991. De cette somme, environ 554 millions de dollars, soit 2,5 %, proviennent des gains à l'exportation. L'industrie de l'électricité a régulièrement haussé sa contribution au produit intérieur brut du Canada : de 2,3 % en 1960, elle est passée à 2,5 % en 1970, puis à 3,0 % en 1980, pour atteindre 3,3 % en 1991.

L'actif de l'industrie se chiffrait à environ 124 milliards de dollars en 1991, soit près de 7,2 % du capital-actions au pays, excluant le secteur résidentiel. Ces chiffres réflètent la nature capitalistique de l'industrie de l'électricité. Ontario Hydro, Hydro-Québec et B.C. Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent, respectivement, au deuxième, au troisième et au onzième rang de toutes les sociétés canadiennes.

LES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et Newfoundland & Labrador Hydro (NLH), dominent le marché de production et de

Tableau 1.3. Services d'électricité : actif, recettes et nombre d'employés, 1991

Service	Actif	Recettes	Nombre d'employés
	(en millions de $)	(en millions de $)	(personnes)
Principaux services			
Newfoundland & Labrador Hydro	2 302	370	1 261
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	522	329	960
Maritime Electric Co. Ltd.	123	77	235
Nova Scotia Power Corporation*	1 984	636	2 556
Énergie NB*	3 191	909	3 087
Hydro-Québec	41 851	6 284	26 740
Ontario Hydro	43 244	7 143	35 705
Hydro-Manitoba*	5 206	703	4 461
Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	155	118	620
Saskatchewan Power Corporation	2 951	674	2 274
TransAlta Utilities	3 972	1 001	2 700
Edmonton Power	1 830	367	1 190
Alberta Power Ltd.	1 800	462	1 545
B.C. Hydro and Power Authority*	8 449	1 909	6 070
Yukon Energy Corporation*	99	22	92
Northwest Territories Power Corporation*	165	90	280
Autres	5 903	982	11 730
Canada	123 747	22 076	101 506

* *Au 31 mars 1991*

Sources : Rapports annuels des services d'électricité

distribution, desservant près de 225 000 abonnés.

Principal détaillant d'électricité dans l'île, la NLPC, service privé, fut constituée en 1966 par la fusion de la St. John's Electric Light Company Limited, de la United Towns Electric Company Limited et de la Union Electric Light and Power Company. La NLPC achète environ 92 % de ses approvisionnements en électricité de NLH et produit le reste à même ses centrales hydroélectriques. La NLPC est une filiale de FORTIS Inc., fondée en 1987.

NLH, société d'État provinciale, a pour mandat de produire et de transporter de l'électricité dans la province. Créée en vertu d'une loi adoptée en 1954 par l'Assemblée législative, NLH a été constituée en société en 1975. Elle est la société mère d'un consortium qui comprend la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), la Lower Churchill Development Corporation (LCDC), la Twin Falls Power Corporation Limited, la Gull Island Power Co. Ltd. et Power Distribution District of Newfoundland and Labrador. NLH détient 51 % des parts de la LCDC et le gouvernement du Canada 49 %. Par l'intermédiaire de la CFLCo, NLH possède et exploite la centrale des chutes Churchill, l'une des plus importantes au monde. Sur l'île de Terre-Neuve, NLH produit de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique et du mazout.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée desservant l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. La MECL exploite deux centrales au mazout et détient une participation de 10 % dans l'unité 2 de la centrale mixte (charbon\ mazout) Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Deux câbles sous-marins assurent l'interconnexion du réseau de la MECL au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Principal distributeur de l'île, la MECL dessert environ 51 800 clients. Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside, qui possède son propre réseau de distribution, achète de l'énergie de la MECL.

Nouvelle-Écosse

Constituée en société d'État en 1973, la Nova Scotia Power Corporation (NSPC) a pour mandat de produire et de distribuer de l'électricité dans toute la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de 58 % de sa production. La société exploite également des centrales hydroélectriques et au mazout; de plus, elle achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1991, NSPC comptait environ 386 000 abonnés.

Nouveau-Brunswick

Créée en vertu d'une loi provinciale adoptée en 1920, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a pour mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. Énergie NB, qui possède et exploite 14 centrales, obtient son électricité de sources nucléaire, hydraulique et thermique; elle en achète également du Québec. En 1991, elle comptait 276 000 abonnés, en sus des 40 000 clients des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Québec

Hydro-Québec, société d'État, a été créée par l'Assemblée nationale du Québec en 1944 avec pour mandat de produire, de transporter et de distribuer presque toute l'électricité vendue au Québec. Grâce à son parc de centrales hydroélectriques réparties à travers la province, la quasi-totalité de l'électricité qu'elle produit est d'origine hydraulique. Hydro-Québec compte actuellement plus de 3,2 millions de clients.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de six filiales : — la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), qui a exécuté la phase 1 du complexe La Grande et qui gère les grands travaux de construction pour la société mère; — Hydro-Québec International, qui fournit des services d'experts-conseils et

d'ingénierie pour des projets d'aménagement à l'étranger; — la Société de transmission électrique de Cedars Rapids ltée, qui possède et exploite une ligne de transport d'électricité vers l'État de New York; — Somarex inc., mise sur pied pour financer, construire et exploiter une ligne de transport dans l'État du Maine; — Nouveler inc., qui fait la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement; et — la Société 2312-0843 Québec inc., qui est une associée spéciale dans la société en commandite HydrogenAL II et qui, le 1er janvier 1990, est devenue une associée spéciale dans les sociétés en commandite HydrogenAL et ArgonAL dont Canadian Liquid Air Ltd est une autre associée spéciale.

Hydro-Québec détient une participation de 34,2 % dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale des chutes Churchill. Elle détient également 50 % des parts de HydrogenAL inc., de HydrogenAL II inc. et d'ArgonAL inc.

Ontario

Ontario Hydro, société d'État provinciale, a été créée en 1906 par une loi spéciale de la province de l'Ontario. Elle est une société financièrement autonome sans capital-actions. La province garantit les obligations et les billets émis au public. En vertu de la *Loi sur la Société provinciale de l'électricité*, Ontario Hydro est principalement chargée de produire, de fournir et de livrer de l'énergie électrique dans toute la province. De plus, elle produit et vend, comme produits bruts, de la vapeur et de l'eau chaude. En collaboration avec les services municipaux et l'Association canadienne des normes, Ontario Hydro inspecte et homologue le matériel et le câblage électriques dans toute la province.

Ontario Hydro vend de l'électricité au gros aux 315 services municipaux de la province qui, à leur tour, la vendent au détail aux clients de leur zone de service. Par ailleurs, Ontario Hydro alimente directement plus de 112 clients industriels importants et 891 000 clients résidentiels et petites entreprises des régions rurales ou éloignées. En 1991, plus de 3,7 millions de clients étaient desservis par Ontario Hydro et les services municipaux de la province. Ontario Hydro exploite 80 centrales hydrauliques, nucléaires et à combustibles fossiles ainsi qu'un vaste réseau de transport de l'électricité à travers la province.

En Ontario, il existe également un certain nombre de petits services régionaux. Great Lakes Power Limited, par exemple, exploite un réseau privé de production et de distribution d'électricité à Sault-Ste-Marie et à l'ouest de la région d'Algoma. En 1991, ce service du nord de l'Ontario alimentait directement plus de 10 000 abonnés et 30 000 autres indirectement.

Manitoba

Société d'État constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) possède des pouvoirs étendus en matière de production d'électricité et elle est assujettie à la *Loi sur Hydro-Manitoba* de 1970. Hydro-Manitoba produit la quasi-totalité de l'électricité de la province à même ses centrales hydroélectriques réparties dans le bassin des fleuves Churchill et Nelson dans le nord. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg, qui est desservi par le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg. Ces deux services fonctionnent en tant que réseau intégré de production et de transport d'électricité. En 1991, Hydro-Manitoba comptait plus de 375 000 abonnés et le Réseau de la ville de Winnipeg, près de 110 000 clients.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État, a été créée en vertu de la *Power Corporation Act* de 1950. La loi lui confère le mandat de produire, de transporter et de distribuer l'électricité. À la fin de 1991, la société comptait plus de 411 000 abonnés. Elle produit presque toute son électricité à partir de sources thermiques.

En 1988, les opérations gazières de la société ont été confiées à des société distinctes au sein de SaskPower. La société mère des opérations gazières est la Saskatchewan Energy Corporation (SaskEnergy). En 1989, SaskEnergy devenait une société autonome.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité : la TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited et Edmonton Power, qui répondent à environ 92 % des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont interconnectés par un réseau de transport qui appartient, en grande partie, à la TransAlta. L'industrie satisfait au reste, soit 8 %, de la consommation d'électricité de l'Alberta. Plus de 84 % de l'électricité produite en Alberta provient de centrales au charbon de grandes dimensions.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé au Canada. Constituée en vertu des lois canadiennes, la société assure la production et la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à près de 66 % des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1991, la société alimentait directement plus de 312 000 abonnés et desservait indirectement 315 000 clients par l'entremise de contrats de vente d'électricité au gros. La TransAlta possède quatre filiales : la TransAlta Resources Corporation, sa principale filiale, détient des titres de participation dans des secteurs non réglementés dont TransAlta Technologies Inc.; la TransAlta Energy System Corporation qui fournit des services de gestion de l'énergie et de contrôle automatique des bâtiments à travers le pays; TransAlta Fly Ash Ltd.; la Kanelk Transmission Company Limited; et Farm Electric Services Ltd.

La société Alberta Power Limited, constituée en 1972, est elle aussi un service privé, filiale de Canadian Utilities Ltd. Ses activités sont concentrées dans le centre-est et le nord de la province. Alberta Power, qui répondait à environ 18 % de la demande totale d'électricité de la province en 1991, comptait plus de 147 000 clients.

Edmonton Power a la plus grande capacité de tous les services municipaux du pays. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Bien qu'il n'ait répondu qu'à seulement 10 % des besoins de l'Alberta, le service détenait 14 % du marché provincial de l'électricité en 1991 et comptait plus de 235 000 clients. TransAlta Utilities et Alberta Power sont ses plus grands fournisseurs.

Colombie-Britannique

British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) est une société d'État établie en 1962. Son réseau de production et de distribution s'étend à toute la province, à l'exception de la région sud de l'Intérieur desservie par la West Kootenay Power and Light Company Limited. B.C. Hydro est le troisième service d'électricité en importance au Canada. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à plus de 1,2 million de clients, dans la zone où se concentre plus de 92 % de la population de la Colombie-Britannique.

En 1988, une restructuration majeure au sein de B.C. Hydro a permis à cette dernière de privatiser, en tout ou en partie, ses opérations gazières et ferroviaires. De plus, un certain nombre de filiales furent créées. B.C. Hydro International Limited fournit, à ses clients canadiens et étrangers, des services d'experts-conseils en ingénierie et en exploitation. La British Columbia Power Export Corporation (POWEREX) vise à mettre en marché les exportations de puissance garantie. POWEREX négocie et gère des contrats fermes de vente à l'exportation avec les services américains, et achète des contrats auprès de producteurs d'électricité. Elle voit également à ce que B.C. Hydro fournisse des services tels que les installations de transport. Powertech Labs Inc. a été constituée pour effectuer de la recherche et des essais, et pour offrir des services d'experts-conseils en matière de mise au point de technologie électrique. Westech Information Systems Inc., établie en 1989, offre un large éventail de services experts dont la conception, la mise au point et l'entretien de systèmes informatiques intégrés. Western Integrated Technologies Inc., également établie en 1989, fournit du soutien technique et des services informatiques.

West Kootenay Power est un service d'électricité privé qui dessert la partie sud de l'Intérieur; elle produit et distribue de l'hydroélectricité directement à plus 63 000 abon-

nés répartis sur son territoire, en plus d'en vendre a[u] gros à sept services qui comptent près de 38 000 clients. West Kootenay Power est une filiale à part entière de UtiliCorp United Inc. de Kansas City (Missouri).

Yukon

Au Yukon, deux services d'électricité desservent 12 000 clients. Le plus important est la Yukon Energy Corporation pour ce qui est des recettes et de la capacité installée. Elle est une société d'État territoriale, instituée afin de se charger de l'actif du Yukon au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien. La Yukon Development Corporation (société mère de la Yukon Energy Corporation) a conclu une entente de gérance d'une durée de cinq ans avec la Yukon Electrical Company Limited (YECL) afin que cette dernière gère l'actif de la société d'État, achète l'électricité produite par la Yukon Energy Corporation et la distribue aux clients de cette dernière. La Yukon Energy Corporation dessert les principales industries du territoire ainsi que 13 % des clients non industriels.

En plus de ses responsabilités auprès de la Yukon Energy Corporation, la YECL, une filiale de Canadian Utilities Limited, dessert 18 communautés du Yukon incluant Whitehorse. La YECL comble la majorité de ses besoins en achetant de l'électricité de la Yukon Energy Corporation.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation (NWTPC) et Northland Utilities Enterprises Limited (Northland) desservent les 14 000 clients des Territoires du Nord-Ouest (T. N.-O.). La NWTPC (société d'État territoriale), créée en 1988 afin de se charger de l'actif des T. N.-O. au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien, est la plus importante. Elle dessert 51 communautés des T. N.-O. et vend au gros de l'hydroélectricité à Northland.

Northland, société privée d'électricité, est une filiale de Canadian Utilities Limited. Elle dessert sept communautés situées dans le sud-ouest des T. N.-O.

2. L'industrie canadienne de l'électricité : une comparaison internationale

Le présent chapitre a pour objet de comparer la situation de l'approvisionnement, de la demande, du commerce et des prix de l'électricité au Canada à ceux de certains autres pays. Les données utilisées proviennent de l'*Annuaire des statistiques de l'énergie* (1989) des Nations Unies, de la « Energy Information Administration » du Department of Energy des États-Unis ainsi que des enquêtes effectuées par la Direction de l'électricité du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada.

Après la deuxième crise de l'énergie en 1979, la consommation mondiale d'électricité a continué de croître plus vite que celle des autres sources d'énergie, y compris le pétrole et le charbon, mais un peu moins rapidement que celle du gaz naturel. La consommation nette d'électricité à travers le monde (en excluant les pertes dues au transport et à la distribution) est

Tableau 2.1. Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1989*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(GW)		
États-Unis	561	89	103	4	758
URSS	232	64	37	0	333
Japon	118	37	29	0	185
France	23	25	53	0	100
Canada	**29**	**58**	**12**	**0**	**99**
Allemagne de l'Ouest	69	7	23	0	98
Chine	68	30	0	0	98
Royaume-Uni	58	4	8	0	70
Inde	50	19	2	0	70
Italie	38	18	1	1	57
Brésil	7	45	1	0	50
Espagne	21	16	7	0	44
Australie	29	7	0	0	37
Suède	7	16	10	0	33
Pologne	29	2	0	0	31
Mexique	19	8	0	1	27
Norvège	0	26	0	0	27
Afrique du Sud	24	1	1	0	26
Allemagne de l'Est	20	2	2	0	23
Tchécoslovaquie	15	3	4	0	21
Total mondial**	1 723 (64,5 %)	617 (23,1 %)	322 (12,1 %)	8 (0,3 %)	2 670 (100,0 %)

* *Figurent au tableau les vingt pays dotés des plus grands réseaux d'électricité.*
** *Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1989, Nations Unies, p. 330-356

passée de 7 432 TWh en 1981 à 10 227 TWh en 1990, un taux de croissance annuel moyen de 3,6 %. Au cours de la même période, soit de 1981 à 1990, la consommation mondiale de pétrole a augmenté de 61 à 66 millions de barils par jour, une croissance moyenne de seulement 0,9 % par an; la consommation totale de charbon à travers le monde augmentait régulièrement, passant de 4 219 millions de tonnes courtes en 1981 à 5 171 millions de tonnes courtes en 1990, une augmentation moyenne de 2,3 % par an; enfin, la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de 53 610 milliards de pieds cubes en 1981 à 74 427 milliards de pieds cubes en 1990, un taux de croissance moyen de 3,7 %.

Le Canada joue un rôle prépondérant dans l'industrie mondiale de l'électricité. Il est non seulement un chef de file en matière de transport de l'électricité sur de longues distances, mais il est le plus gros producteur d'hydroélectricité et un consommateur de taille.

Tableau 2.2. Comparaison internationale par source d'énergie, 1989*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(TWh)		
États-Unis	2 163	272	529	17	2 981
URSS	1 286	223	213	0	1 722
Japon	518	98	183	1	800
Chine	473	110	0	0	582
Canada	**128**	**291**	**80**	**0**	**500**
Allemagne de l'Ouest	271	17	149	0	437
France	52	51	304	0	407
Royaume-Uni	240	7	65	0	312
Inde	190	64	7	0	261
Brésil	14	214	2	0	230
Italie	170	34	0	3	207
Afrique du Sud	160	1	4	0	165
Australie	133	14	0	1	148
Espagne	71	20	56	0	147
Pologne	142	4	0	0	145
Suède	6	72	66	0	144
Mexique	92	23	0	5	120
Allemagne de l'Est	105	2	12	0	119
Norvège	1	118	0	0	119
Tchécoslovaquie	60	4	25	0	89
Total mondial**	7 409 (63,8 %)	2 094 (18,3 %)	1 884 (16,5 %)	39 (0,3 %)	11 427 (100,0 %)

** Figurent au tableau les vingt plus grands pays producteurs d'électricité au monde.*
*** Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1989, Nations Unies, p. 386-412

LA CAPACITÉ INSTALLÉE

À la fin de 1989, la capacité installée mondiale se chiffrait à environ 2 670 GW. Elle se répartissait comme suit : 1 723 GW (64,5 %) étaient d'origine thermique classique (comprenant la capacité installée alimentée au charbon, au mazout et au gas naturel); 617 GW (23,1 %) étaient d'origine hydraulique; 322 GW (12,1 %) étaient d'origine nucléaire et seulement 8 GW (0,3 %) étaient d'origine géothermique. (Voir le tableau 2.1.)

L'Amérique du Nord affichait 34 % de la capacité installée mondiale, suivie par l'Europe avec 25 %, l'Asie avec 20 %, l'URSS avec 12 %, l'Amérique du Sud avec 4 %, l'Afrique avec 3 % et l'Océanie avec 2 %.

Avec une capacité installée de 758 GW, soit 28 % du total mondial, l'industrie de l'électricité des États-Unis se classait au premier rang. L'URSS venait au deuxième rang avec 333 GW et le Japon au troisième rang avec 185 GW. Les États-Unis étaient en tête pour toutes les sources d'énergie : ils affichaient plus de 33 % du total de la capacité de sources thermiques classiques, 15 % de source hydroélectrique, 32 % de source nucléaire et 50 % de source géothermique.

Le Canada se classait cinquième avec une capacité installée d'environ 99 GW, soit 4 % du total mondial. Pour ce qui est des sources de production, la capacité hydraulique du Canada est la troisième en importance au plan mondial, juste derrière celle

Tableau 2.3. Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1989*

Pays	kWh/habitant	Taux exprimé en pourcentage de la moyenne mondiale
Norvège	24 728	1 124
Canada	**18 635**	**847**
Islande	18 004	818
Suède	17 023	774
Luxembourg	13 976	635
Qatar	12 746	579
Finlande	12 604	573
États-Unis	12 100	550
Australie	8 882	404
Nouvelle-Zélande	8 382	381
Allemagne de l'Est	7 348	334
Allemagne de l'Ouest	7 122	324
Belgique	6 532	297
France	6 515	296
Japon	6 503	296
Autriche	6 311	287
URSS	5 875	267
Royaume-Uni	5 669	258
Pays-Bas	5 249	239
Italie	4 223	192
Afrique du Sud	4 048	184
Pologne	3 854	175
Espagne	3 705	168
Brésil	1 708	78
Argentine	1 604	73
Mexique	1 358	62
Égypte	720	33
Chine	529	24
Inde	313	14
Nigéria	94	4
Moyenne mondiale**	2 200	100

** Les dix premiers pays sont classés selon le rang qu'ils occupent actuellement dans le monde. Quant aux autres, ils sont présentés dans un ordre décroissant qui ne reflète pas leur place réelle, étant donné que seuls les plus populeux de chaque région ont été retenus.*

*** Pour connaître la moyenne mondiale comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1989, Nations Unies, p. 414-428

des États-Unis et de l'URSS. La capacité nucléaire canadienne se classe au sixième rang alors que sa capacité thermique classique occupe le dixième rang.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 1989, la production mondiale d'électricité a été de 11 427 TWh répartis comme suit : 7 409 TWh (64,8 %) d'origine thermique classique, principalement de centrales au charbon; 2 094 TWh (18,3 %) d'origine hydraulique; 1 884 TWh (16,5 %) d'origine nucléaire et 39 TWh (0,3 %) d'origine géothermique. (Voir le tableau 2.2.) En 1989, l'électronucléaire ne représentait que 12,1 % de la capacité installée totale à travers le monde, mais sa part de la production était de 16,5 %, ce qui indique que la plupart des centrales nucléaires ont été exploitées avec un facteur d'utilisation relativement élevé par rapport aux centrales thermiques classiques et hydroélectriques.

En 1989, l'Amérique du Nord affichait 32 % de la production mondiale nette d'électricité; l'Europe 24 %; l'Asie 21 %; l'URSS 15 %; l'Amérique du Sud 4 %; l'Afrique 3 % et l'Océanie 2 %.

En 1989, les États-Unis ont fourni à peu près 26 % de la production mondiale. L'apport de leurs centrales thermiques classiques a été de 2 163 TWh, soit 29 % de la production totale à ce chapitre. Premier producteur électronucléaire en 1989 (28 % du total mondial), les États-Unis affichaient un rendement de 529 TWh. Toutefois, par rapport à la production nationale totale, la France se classait au premier rang, avec une proportion de près de 75 % d'origine nucléaire, suivie de la Belgique à 62 % et de la Suède à 46 %. Au Canada, la part du nucléaire a été relativement faible, à 16 %, tandis qu'aux États-Unis et en URSS, elle a été de 18 % et de 12 % respectivement.

Le Canada se classait au cinquième rang mondial pour ce qui est de la production totale d'électricité (derrière les États-Unis, l'URSS, le Japon et la Chine), avec un rendement de

Tableau 2.4. Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité, 1986-1989

Pays	Moyenne 1986-1989
	(%)
Inde	9,1
Chine	9,0
Mexique	7,1
Brésil	6,0
Japon	5,7
Australie	5,4
France	4,7
Italie	4,5
Royaume-Uni	4,4
États-Unis	4,3
Espagne	4,2
Canada	**4,1**
Afrique du Sud	3,9
Suède	2,5
URSS	2,3
Tchécoslovaquie	2,1
Allemagne de l'Ouest	2,0
Norvège	1,8
Pologne	1,6
Allemagne de l'Est	1,0
Total mondial*	4,4

* *Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : Moyenne calculée à partir des données de l'Annuaire des statistiques de l'énergie, 1989, Nations Unies, p. 414-428

500 TWh soit 4 % du total mondial. Cependant, le Canada a été le principal producteur d'hydroélectricité au monde (avec un rendement total de plus de 291 TWh) soit environ 14 % de la production mondiale d'origine hydraulique. (Voir le tableau 2.2.)

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

En 1989, la consommation mondiale d'électricité par habitant atteignait 2 200 kWh. L'Amérique du Nord obtenait la moyenne la plus élevée avec 8 677 kWh, suivie par l'Océanie avec 6 934 kWh, l'URSS avec 5 875 kWh, l'Europe avec 5 615 kWh, l'Amérique du Sud avec 1 544 kWh, l'Asie avec 773 kWh et l'Afrique avec 487 kWh.

En 1989, la consommation d'électricité par habitant au Canada se classait deuxième au plan mondial avec 18 635 kWh, juste derrière les 24 728 kWh de la Norvège. Le tableau 2.3 montre à quel point le taux de consommation par habitant varie d'un pays à l'autre. Ainsi, en Norvège, il représente plus de onze fois la moyenne mondiale; au Canada, plus de huit fois; et aux États-Unis, cinq fois. Par contre, la consommation par habitant du Nigéria et de l'Inde représente moins de 14 % de la moyenne mondiale. Bien que la Chine soit le quatrième pays producteur au monde, sa consommation par habitant ne représentait que 24 % de la moyenne mondiale.

Au Canada, deux facteurs principaux expliquent cette forte consommation d'électricité par habitant. Les importantes ressources hydrauliques ont permis la mise en valeur d'aménagements hydro-électriques rentables dans

Tableau 2.5. Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1989*

Pays	Exportations** (GWh)	Production (GWh)	Ratio exportations/ production
France	50 261	406 891	12,4
URSS	39 253	1 722 000	2,3
Canada	**22 328**	**499 536**	**4,5**
Allemagne de l'Ouest	21 570	437 000	4,9
Suisse	20 213	53 766	37,6
Norvège	15 159	118 775	12,8
États-Unis	14 695	2 980 775	0,5
Suède	12 526	143 910	8,7
Pologne	10 268	145 467	7,1
Autriche	8 235	50 167	16,4
Tchécoslovaquie	7 728	89 200	8,7
Belgique	7 607	66 869	11,4
Allemagne de l'Est	4 987	118 775	4,2
Espagne	4 580	146 590	3,1
Afrique du Sud	3 000	164 539	1,8
Yougoslavie	2 596	86 309	3,0
Danemark	2 201	22 757	9,7
Mexique	2 000	119 600	1,7
Hongrie	1 875	29 588	6,3
Hong Kong	1 770	27 361	6,5
Zambie	1 500	6 742	22,2
Portugal	1 271	25 548	5,0
Paraguay	1 200	2 789	43,0
Uruguay	1 181	5 749	20,5
Laos	720	1 150	62,6
Total mondial***	266 111	11 426 727	2,3

* *Figurent au tableau les 25 plus grands pays exportateurs.*
** *Troc inclus.*
*** *Pour connaître le total mondial comprenant tous les pays ou régions exportateurs, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1989, Nations Unies, p. 414-428

diverses régions. L'électricité relativement abondante et bon marché a entraîné une consommation plutôt forte chez tous les utilisateurs d'énergie et incité beaucoup d'industries grandes consommatrices d'électricité à venir s'installer au pays. D'autre part, le Canada, pays boréal, connaît un hiver long et rigoureux et, de ce fait, consacre beaucoup d'énergie au chauffage. Présentement, environ 34 % des ménages canadiens ont recours à l'électricité pour chauffer leurs domiciles.

LE TAUX D'ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

De 1986 à 1989, la consommation mondiale d'électricité a progressé d'environ 4,4 % par année. Parmi les diverses régions du globe, l'Asie avait le taux d'accroissement de la consommation d'électricité le plus élevé, soit 7,6 % pour cette période. Suivaient l'Amérique du Sud avec 5,1 %, l'Océanie avec 4,9 %, l'Amérique du Nord avec 4,4 %, l'Afrique avec 3,5 %, l'Europe avec 3,1 % et l'URSS avec 2,3 %.

Au tableau 2.4 sont présentés les taux d'accroissement, de 1986 1989, des 20 plus grands producteurs d'électricité. En général, ce sont les pays en voie de développement qui ont affiché les plus fortes hausses, l'industrialisation de nombre d'entre eux se traduisant par un bond important de leur consommation d'électricité.

Au cours de la même période, le Canada a été l'un des rares pays industrialisés à connaître une forte hausse de sa consommation. Étonnamment, l'Allemagne de l'Ouest et la Suède figuraient parmi les pays qui affichaient les taux d'accroissement de la consommation les plus faibles, au cours des quatre dernières années.

Tableau 2.6. Comparaison internationale des importations d'électricité, 1989*

Pays	Importations** (GWh)	Consommation (GWh)	Ratio importations/ consommation
Italie	34 454	241 179	14,3
États-Unis	26 623	2 992 703	0,9
Brésil	22 007	251 187	8,8
Allemagne de l'Ouest	20 997	436 427	4,8
Suisse	17 697	51 250	34,5
Royaume-Uni	13 630	324 859	4,2
Canada	**12 969**	**490 177**	**2,6**
Hongrie	12 959	40 672	31,9
Pologne	12 059	147 258	8,2
Suède	12 053	143 437	8,4
Danemark	11 660	32 216	36,2
Tchécoslovaquie	10 377	91 849	11,3
Finlande	9 337	62 567	14,9
France	8 105	364 735	2,2
Roumanie	7 811	83 662	9,3
Autriche	5 902	47 834	12,3
Allemagne de l'Est	5 874	119 864	4,9
Bulgarie	5 434	37 180	14,6
Pays-Bas	5 274	77 972	6,8
Belgique	5 056	64 318	7,9
Luxembourg	4 566	5 199	87,8
Espagne	2 758	144 768	1,9
Portugal	2 436	26 713	9,1
Chine	1 550	583 510	0,3
Zimbabwe	1 350	9 390	14,4
Total mondial***	282 173	11 442 789	2,5

** Figurent au tableau les 25 plus grands pays importateurs.*
*** Troc inclus.*
**** Pour connaître le total mondial comprenant tous les pays ou régions importateurs, se référer à la source.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1989, Nations Unies, p. 414-428

LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le commerce international de l'électricité procure de nombreux avantages aux consommateurs et aux services d'électricité. Les interconnexions rehaussent la rentabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, tout en abaissant le seuil de capacité installée requis pour répondre à la demande de pointe. Elles offrent aussi une souplesse d'exploitation accrue en ce sens que les services peuvent réduire leurs frais en important de l'hydroélectricité au lieu d'avoir recours aux centrales (le parc au mazout notamment) dont les coûts de production sont les plus élevés.

De par le monde, en 1989, les exportations d'électricité s'élevaient à 266 TWh, soit 2,3 % de la production mondiale. (Voir

Tableau 2.7. Comparaison internationale de l'intensité d'utilisation de l'électricité*

Pays**	1960	1970	1980	1987	1988	1989
			(kWh / $ US 1985)			
Norvège	1,52	1,83	1,70	1,65	1,68	1,68
Islande	0,62	1,05	1,20	1,26	1,25	1,38
Suède	0,71	0,86	1,06	1,35	1,33	1,30
Luxembourg	0,93	1,56	1,30	1,12	1,30	1,24
Nouvelle-Zélande	0,59	0,84	1,14	1,21	1,33	1,24
Canada	**0,94**	**1,05**	**1,13**	**1,21**	**1,22**	**1,22**
Portugal	0,49	0,60	0,86	1,02	1,05	1,08
Finlande	0,44	0,66	0,85	1,03	1,02	0,98
Grèce	0,24	0,50	0,74	0,91	0,95	0,96
Turquie	0,19	0,34	0,59	0,73	0,76	0,81
Australie	0,39	0,55	0,70	0,78	0,79	0,80
Espagne	0,34	0,50	0,71	0,74	0,72	0,73
Belgique	0,44	0,55	0,66	0,73	0,72	0,71
Autriche	0,52	0,58	0,62	0,66	0,65	0,66
États-Unis	0,47	0,62	0,69	0,65	0,65	0,66
Irlande	0,33	0,58	0,66	0,65	0,65	0,64
Allemagne de l'Ouest	0,43	0,56	0,63	0,65	0,64	0,63
France	0,35	0,42	0,54	0,60	0,63	0,62
Royaume-Uni	0,53	0,73	0,69	0,63	0,62	0,61
Pays-Bas	0,30	0,45	0,54	0,56	0,57	0,56
Danemark	0,20	0,39	0,51	0,54	0,53	0,53
Japon	0,43	0,52	0,53	0,49	0,50	0,50
Italie	0,36	0,45	0,48	0,49	0,50	0,50
Suisse	0,37	0,37	0,44	0,49	0,48	0,49

** Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB).*
*** En raison de données insuffisantes, le tableau ne comprend que les pays de l'OCDE.*

Sources : Les données sur le produit intérieur brut réel exprimé en $ US proviennent de la publication intitulée Comptes nationaux, 1960-1990 du département de l'Économie et des Statistiques de l'OCDE, février 1992. Les données sur l'électricité sont tirées de divers numéros de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.

le tableau 2.5.) Elles ont eu lieu surtout en Amérique du Nord et en Europe où les centrales productrices d'électricité sont étroitement interconnectées.

En 1989, l'Europe, l'URSS et l'Amérique du Nord affichaient 96 % des exportations mondiales d'électricité. Comme l'indique le tableau 2.5, la France, en 1989, se classait au premier rang des pays exportateurs avec plus de 50 TWh, soit l'équivalent de 19 % des exportations mondiales totales. Au second et troisième rang venaient, respectivement, l'URSS (15 %) et le Canada (8 %).

Pour ce qui des importations, le total mondial s'élevait à 282 TWh, soit 2,5 % de la consommation mondiale en 1989. (Voir le tableau 2.6.) L'Europe, l'URSS et l'Amérique du Nord étaient de nouveau les principaux centres de commerce et affichaient 89 % des importations mondiales.

L'Italie était le principal importateur d'électricité en 1989, avec environ 35 TWh, soit 12 % du total mondial. Les États-Unis (27 TWh) et le Brésil (22 TWh) occupaient respectivement le deuxième et le troisième rang. Quoique les États-Unis soient le deuxième pays importateur d'électricité au monde, ses importations ne représentaient que 0,9 % de sa consommation totale. Le Canada est son premier fournisseur.

Tableau 2.8. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, janvier 1992*

Ville	Pays	Tarif résidentiel (cents US/kWh)
Lagos	Nigéria	0,68
Seattle	États-Unis	3,73
Portland	États-Unis	5,30
Sydney	Australie	5,42
Winnipeg	**Canada**	**5,54**
Montréal	**Canada**	**5,77**
New Delhi	Inde	6,05
Calgary	**Canada**	**6,23**
Ottawa	**Canada**	**6,34**
Vancouver	**Canada**	**6,92**
Minneapolis	États-Unis	7,35
Singapour	Singapour	8,02
Toronto	**Canada**	**8,42**
Bangkok	Thaïlande	8,63
Kuala Lumpur	Malaysia	8,69
Houston	États-Unis	9,32
Rotterdam	Pays-Bas	9,86
Stockholm	Suède	10,20
Boston	États-Unis	10,30
Los Angeles	États-Unis	10,37
Sao Paulo	Brésil	10,62
Détroit	États-Unis	11,17
Chicago	États-Unis	11,38
Paris	France	11,81
Taibei	Taiwan	12,03
Genève	Suisse	12,15
Mexique	Mexique	12,85
Bruxelles	Belgique	12,96
New York	États-Unis	13,20
Londres	Royaume-Uni	13,62

** Selon une consommation mensuelle de 750 kWh*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1992 par la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada.

L'INTENSITÉ DE CONSOMMATION

Au tableau 2.7, on trouve l'intensité de consommation de l'électricité dans l'économie des 24 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) de 1960 à 1989. Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB). Aux fins de comparaison, toutes les devises ont été converties en dollars américains au prix et au taux de change de 1985. En raison de données insuffisantes, seuls les pays membres de l'OCDE ont été étudiés; parmi ces derniers, la Norvège affichait la plus forte intensité de consommation d'électricité, suivie de l'Islande, de la Suède, du Luxembourg, de la Nouvelle-Zélande, du Canada et du Portugal. En 1989, les intensités de ces pays étaient toutes supérieures à un kilowattheure de consommation d'électricité par dollar US du PIB, alors que les intensités du Japon, de l'Italie et de la Suisse étaient égales ou en deça de 0,5.

Au Canada, la forte intensité est liée à plusieurs facteurs dont notre climat plutôt froid et la localisation au pays de nombreuses industries grandes consommatrices d'électricité. De plus, depuis le premier embargo pétrolier de 1973, tous les secteurs de l'économie préfèrent, comme source d'énergie, l'électricité au mazout.

Pour ce qui est de l'intensité de la consommation dans l'ensemble

Tableau 2.9. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, janvier 1992*

Ville	Pays	Tarif commercial (cents US/kWh)
Lagos	Nigéria	3,32
Seattle	États-Unis	4,34
Portland	États-Unis	5,33
Vancouver	**Canada**	**5,61**
Winnipeg	**Canada**	**5,90**
Minneapolis	États-Unis	5,94
New Delhi	Inde	5,97
Sao Paulo	Brésil	6,20
Singapour	Singapour	6,50
Ottawa	**Canada**	**6,58**
Calgary	**Canada**	**6,72**
Montréal	**Canada**	**7,66**
Bangkok	Thaïlande	7,98
Mexico	Mexique	8,45
Stockholm	Suède	8,71
Houston	États-Unis	8,79
Paris	France	8,91
Kuala Lumpur	Malaysia	9,23
Toronto	**Canada**	**9,25**
Taibei	Taiwan	9,40
Chicago	États-Unis	9,95
Rotterdam	Pays-Bas	9,97
Boston	États-Unis	10,80
Londres	Royaume-Uni	11,53
Sydney	Australie	11,98
Bruxelles	Belgique	12,41
Détroit	États-Unis	12,66
Los Angeles	États-Unis	12,70
New York	États-Unis	13,20
Genève	Suisse	13,92

* *Selon un facteur de puissance de 100 kW et une consommation mensuelle de 25 000 kWh*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1992 par la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 2.10. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, janvier 1992*

Ville	Pays	Tarif industriel (cents US/kWh)
Seattle	États-Unis	2,56
Lagos	Nigéia	3,09
Portland	États-Unis	3,95
Winnipeg	**Canada**	**3,98**
Vancouver	**Canada**	**3,98**
Minneapolis	États-Unis	4,50
Montréal	**Canada**	**4,57**
Calgary	**Canada**	**4,72**
Ottawa	**Canada**	**5,53**
Singapour	Singapour	5,71
Bangkok	Thaïlande	6,22
Sydney	Australie	6,31
Stockholm	Suède	6,57
Sao Paulo	Brésil	6,79
Toronto	**Canada**	**6,86**
Houston	États-Unis	7,02
Paris	France	7,10
Kuala Lumpur	Malaysia	7,31
Rotterdam	Pays-Bas	7,33
Boston	États-Unis	7,40
Taibei	Taiwan	7,69
Los Angeles	États-Unis	7,70
Chicago	États-Unis	7,72
Mexico	Mexique	8,40
Détroit	États-Unis	8,43
New Delhi	Inde	8,67
Londres	Royaume-Uni	8,83
Bruxelles	Belgique	9,48
Genève	Suisse	10,27
New York	États-Unis	10,40

** Selon un facteur de puissance de 1 000 kW et une consommation mensuelle de 400 000 kWh*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1992 par la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada.

des 24 pays membres de l'OCDE, la tendance générale était à la hausse entre 1960 et 1989, malgré quelques fluctuations enregistrées aux États-Unis, au Royaume-Uni et au Japon. De fait, depuis 1970, l'intensité fléchit graduellement au Royaume-Uni, ce qui indique que l'électricité sert moins comme source d'énergie.

LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Il est malaisé de comparer les prix de l'électricité à l'échelle internationale à cause des divers structures tarifaires en vigueur, des niveaux de consommation et des monnaies nationales. Néanmoins, on peut obtenir un résultat satisfaisant en utilisant les tarifs moyens par kilowatt-heure (kWh) dans un secteur donné, selon un certain niveau de consommation, et en les convertissant en dollars US. Dans le cas d'une conversion en dollars US, il serait préférable, pour une comparaison plus précise, d'avoir recours à la parité du pouvoir d'achat. Cependant, il est impossible d'obtenir cette parité pour certains pays à l'étude. La parité ne peut donc être prise comme élément de comparaison.

Aux tableaux 2.8, 2.9 et 2.10, on trouve les tarifs d'électricité pour 33 villes situées dans 20 pays. Les données indiquent que, dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, les tarifs d'électricité du Canada sont hautement concurrentiels à ceux pratiqués dans les autres pays.

3. Le cadre réglementaire

LA RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE

Les pouvoirs constitutionnels

En vertu de la Constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement du ressort des provinces. Le gouvernement fédéral voit uniquement au commerce international et interprovincial et à l'énergie nucléaire. C'est aux termes de l'article 91.2 de la *Loi constitutionnelle*, qu'il dispose de pouvoirs étendus en matière de commerce. Quant à l'énergie nucléaire, le gouvernement peut, en conformité avec les paragraphes 91.29 et 92.10 de la loi, réglementer les questions que le Parlement déclare être à l'avantage de tous les Canadiens et Canadiennes.

Le droit de propriété provincial de la plupart des ressources énergétiques est conféré par l'article 109 de la *Loi constitutionnelle*, lui-même complété par l'article 92A, en vertu duquel les assemblées provinciales légifèrent le pouvoir d'aménager, de conserver et de gérer les installations et les sites compris dans leur territoire en vue de produire de l'énergie électrique. Aux termes de l'article 92A adopté en 1982, les provinces sont également habilitées à légiférer les ventes interprovinciales d'électricité, pourvu que les mesures visées soient conformes aux lois fédérales et n'entraînent aucune discrimination quant aux prix et aux quantités exportées dans les différentes parties du pays.

L'Office national de l'énergie

Instance fédérale, l'Office national de l'énergie a été créé en 1959, en vertu d'une loi qui lui confère le pouvoir et le mandat de conseiller le gouvernement central en matière de mise en valeur et d'utilisation des ressources énergétiques. L'Office réglemente également certains aspects du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité. Dans ce dernier domaine, la compétence judiciaire de l'Office s'étend uniquement à la délivrance de licences d'exportation et de certificats autorisant l'exploitation des lignes de transport internationales et de certaines lignes de transport interprovinciales. Par contre, l'Office n'a aucun droit de regard sur les importations d'électricité.

Le 6 septembre 1988, le gouvernement fédéral annonçait une nouvelle politique en matière d'exportation d'électricité et de lignes de transport internationales. La loi modifiant la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (projet de loi C-23) qui permet de mettre en oeuvre la nouvelle politique est entrée en vigueur le 1er juin 1990.

En vertu de cette nouvelle loi, le gouvernement du Canada conserve le pouvoir d'autoriser les lignes de transport internationales et les exportations d'électricité et ce, de deux façons : (i) les licences qui ne nécessiteront pas d'audience publique ou l'approbation du gouverneur en conseil; ou (ii) les licences (dans le cas des exportations d'électricité) et les certificats (dans le cas des lignes de transport) qui nécessiteront une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

Les autorisations seront normalement données par une licence délivrée par l'Office, à moins que le gouverneur en conseil, sur l'avis de l'Office, assujettisse la demande de certificat ou de licence. Les assujettissements seront rares sauf dans les cas où la réglementation provinciale est jugée insuffisante, par exemple lorsque la province marraine ne s'est pas conformée aux procédures environnementales pertinentes du gouvernement fédéral.

Une fois qu'une demande est assujettie, l'Office tiendra une audience publique. Une licence ne sera délivrée ou un certificat émis seulement si la proposition est pleinement conforme à l'intérêt public. Le gouverneur en conseil devra également les approuver.

En vertu des amendements à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la partie III.1 prévoit la réglementation fédérale des lignes de transport internationales. Lorsque l'Office détermine si elle doit recommander au gouverneur en conseil d'assujettir une demande de certificat visant une ligne de transport, il devra tenir compte de tous les facteurs pertinents, y compris : (i) l'incidence de la ligne de transport sur les autres provinces; (ii) les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de cette ligne; et (iii) toutes autres questions précisées par réglementation.

Dans ce cas, l'Office doit éviter le dédoublement de mesures prises par la réquérante et les gouvernements provinciaux intéressés. L'Office conserve le pouvoir d'autoriser un corridor général pour le passage de la ligne de transport internationale. Par contre, l'endroit précis où sera située cette ligne à l'intérieur du corridor relève des règlements provinciaux et les expropriations requises le seront en vertu des lois provinciales, sauf dans les cas où la réquérante demande d'être assujettie à la loi fédérale.

Le gouverneur en conseil peut, par ordonnance, assujettir une ligne de transport interprovinciale en particulier à la réglementation visant une ligne de transport internationale. Lorsque la puissance provenant d'une province ne fait que passer dans le réseau d'une autre province, la réglementation fédérale ne s'applique pas.

La partie IV de la nouvelle *Loi sur l'Office national de l'énergie* inclut une section II, qui prévoit la réglementation des exportations d'électricité. Une licence ou un permis auront une durée d'au plus 30 ans. Lorsqu'il détermine s'il doit recommander au gouverneur en conseil d'assujettir une demande pour une licence d'exportation, l'Office tiendra compte de tous les facteurs pertinents, y compris : (i) l'incidence de l'exportation d'électricité sur les autres provinces; (ii) si les acheteurs d'électricité pour consommation intérieure ont eu un accès équitable au marché de cette électricité offerte à l'exportation; (iii) les répercussions environnementales de ces exportations; et (iv) toutes autres questions précisées par réglementation. L'Office évitera également le dédoublement des mesures prises par la requérante et le gouvernement provincial qui la parraine.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, le Canada cherchait les moyens d'encourager l'atome civil tout en prévenant l'armement nucléaire. C'est dans cet esprit que fut adoptée en 1946 la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*.

Cette loi conférait au gouvernement du Canada tous les pouvoirs en matière de développement, d'exploitation et d'utilisation de l'énergie nucléaire et créait la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Celle-ci, composée de cinq membres, voit à l'application et à l'exécution de la loi, en vertu de laquelle la Commission réglemente tous les aspects de l'énergie nucléaire qui touchent la santé, la sécurité, la sûreté et l'environnement. La Commission rend compte de ses activités devant le Parlement, par l'entremise du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La principale fonction de la Commission consiste à autoriser les installations nucléaires et toute activité reliée à l'utilisation de substances et d'équipement réglementés. Les installations nucléaires comprennent les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les usines d'affinage d'uranium, les usines de fabrication de combustible et d'eau lourde, les installations de gestion des déchets et les accélérateurs de particules. Sont inclus dans la catégorie des substances contrôlées l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radio-isotopes. Par ailleurs, la production, la transformation, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation de ces substances sont susceptibles de faire l'objet d'une autorisation. Avant de délivrer une licence, la Commission s'assure que les normes appropriées de santé, de sûreté et de sécurité sont respectées.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent également à la sécurité internationale de la technologie et des substances nucléaires. Au moyen de la délivrance de licences, il s'agit de veiller à ce que les exportations d'équipements et d'approvisionnements nucléaires ne contreviennent pas aux obligations du Canada aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires*.

LES RÈGLEMENTS PROVINCIAUX

Rappelons qu'en vertu de la Constitution, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces. La plupart d'entre elles ont d'ailleurs adopté des règlements à ces égards et plusieurs provinces ont créé des organismes investis d'un pouvoir réglementaire de surveillance des services d'électricité; toutefois, la rigueur de leur mandat varie d'une province à l'autre. Les grandes questions les plus susceptibles d'être soumises à un examen sont la tarification et la construction de nouvelles

centrales. Le cadre réglementaire de chaque province se trouve résumé ci-dessous. La réglementation des questions environnementales est décrite au chapitre 4.

Terre-Neuve

La Newfoundland Light & Power Company (NLPC) et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) sont responsables devant la Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities (NBCPU). Cette commission provinciale de l'électricité réglemente dans leur totalité les tarifs et les programmes de la NLPC ainsi que la construction de nouvelles installations. Depuis 1977, en vertu de l'*Electric Power Control Act*, son autorité s'étend aux tarifs résidentiels de NLH. Elle présente des recommandations concernant les tarifs au conseil des ministres de Terre-Neuve qui, en dernière instance, tranche la question.

Il appartient également au Cabinet d'autoriser le programme d'investissement de NLH, qui ne peut entamer la construction de nouvelles installations sans son aval. Quant à la NLPC, elle doit faire approuver ses projets par la NBCPU avant toute mise en chantier.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited est assujettie aux règlements de la Public Utilities Commission of Prince Edward Island (la Commission), en vertu des dispositions de l'*Electric Power and Telephone Act*. La Commission détermine les tarifs imposés dans la province et examine tous les projets de construction de centrales ou d'installations de transport. Si elle est d'avis que la nouvelle installation pourrait porter atteinte à l'environnement, la Commission met en branle un processus d'évaluation environnementale officiel, dont le détail figure au chapitre 4.

Nouvelle-Écosse

Depuis 1976, la Board of Commissioners of Public Utilities (la Commission) détient conformément à la *Public Utilities Act*, tous les pouvoirs décisionnaires en ce qui concerne les tarifs et les programmes des services publics de la province.

Les pouvoirs de la Commission portent notamment sur la mise en chantier, et les services d'électricité sont tenus de soumettre leurs projets d'équipements, qu'il s'agisse de centrales ou d'installations de transport. Dans le cadre du processus d'évaluation, la Commission tient des audiences publiques afin que le service puisse présenter son projet, ses coûts et les solutions de rechange. L'intervention directe du public y est permise. Au reste, il appartient à la Commission d'arrêter le sort des installations projetées.

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse annonçait, le 9 janvier 1992, que la Nova Scotia Power Corporation serait privatisée à compter du mois de juillet 1992. Toutefois, ce nouveau service privé sera toujours soumis à la réglementation de la Commission.

Nouveau-Brunswick

Société d'État, Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) rend compte au gouvernement provincial par l'entremise de son président, qui est également membre du conseil des ministres. Une commission de neuf membres établie par le lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick, et dont le président et le vice-président du service d'électricité font partie, réglemente les tarifs et l'exploitation. La Commission adresse ses recommandations au conseil des ministres, qui tranche en matière de réglementation. Chaque année, un comité de l'Assemblée législative chargé des sociétés d'État passe en revue les tarifs de l'électricité et les activités liées à l'exploitation.

Énergie NB doit obtenir l'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil avant de construire de nouvelles installations. Quoique détenteur du pouvoir suprême à cet égard, le lieutenant-gouverneur en conseil fonde sa décision sur la recommandation que le ministre des Affaires municipales et de l'Environnement émet au terme d'une évaluation de l'incidence environnementale. Le détail du processus d'évaluation environnementale figure au chapitre 4.

Québec

Au Québec, un comité de l'Assemblée nationale sur la main-d'oeuvre et l'économie étudie le plan de développement

à long terme d'Hydro-Québec, qui comprend les modifications tarifaires proposées. Le comité présente sa recommandation au ministre de l'Énergie et des Ressources qui, à son tour, présente la sienne au conseil des ministres. Ainsi, toute hausse tarifaire d'Hydro-Québec doit être avalisée par le conseil des ministres.

Par ailleurs, avant de mettre en chantier de nouvelles installations, Hydro-Québec doit obtenir un décret du gouvernement provincial. Avant la prise du décret, le ministère de l'Environnement et celui de l'Énergie et des Ressources doivent approuver l'installation projetée; d'autres ministères et organismes provinciaux sont aussi consultés.

Ontario

Société d'État provinciale, Ontario Hydro rend compte au gouvernement ontarien par l'entremise du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève du conseil d'administration. Les modifications tarifaires proposées sont adressées à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, pour être évaluées lors d'audiences publiques. Toutefois, le conseil d'administration de la société d'État est habilité à fixer les tarifs et peut accepter ou rejeter les recommandations formulées par la CÉO.

En ce qui a trait à son programme d'équipements et à ses installations de transport, Ontario Hydro est régie par la Commission d'enquête conjointe de la province. La Commission regroupe des membres de la Commission des évaluations environnementales et des membres de la Commission des affaires municipales de l'Ontario. La Commission d'enquête conjointe présente une recommandation au gouvernement qui, en dernière instance, donne son approbation par décret.

Manitoba

En vertu de la *Loi sur l'examen public des activités des sociétés de la Couronne et l'obligation reddi-tionnelle de celles-ci* de 1988, les modifications proposées par Hydro-Manitoba au barème tarifaire interne doivent être examinées par la Régie des services publics du Manitoba, qui effectue un examen public et rend une décision finale.

En vertu de la *Loi sur l'environnement du Manitoba* de 1988, le gouvernement provincial est également tenu d'approuver la mise en chantier d'installations de grande envergure. Les demandes sont présentées au ministre de l'Environnement qui effectue alors une évaluation environnementale en règle. Pour plus de détails, reportez-vous au chapitre 4.

Saskatchewan

Un conseil d'administration, dont les membres sont nommés par le gouvernement provincial, est responsable de la gestion et de l'exploitation de la Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État. Tout projet de hausse tarifaire ou de mise en chantier de nouvelles installations de production ou de transport d'électricité doit être approuvé par le conseil d'administration, auquel siège le ministre responsable de SaskPower.

Alberta

Services privés, la TransAlta Utilities Corporation et Alberta Power Limited relèvent de la compétence de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCRÉA) en ce qui a trait à l'expansion du parc de centrales et des installations de transport, à la mise en valeur de mines de charbon et aux changements apportés aux territoires desservis. Les centrales thermiques sont approuvées au moyen d'une licence délivrée sous réserve de l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil, alors que les centrales hydrauliques exigent l'adoption d'une loi d'autorisation. Les tarifs de la TransAlta et de Alberta Power sont régis par l'Alberta Public Utilities Board, aux termes de la *Public Utilities Board Act* de 1980.

Service municipal, Edmonton Power relève du conseil municipal d'Edmonton, tout en étant régi par les divers organismes de réglementation de la province. Le conseil municipal réglemente la tarification et le financement du service; quant à l'OCRÉA, il s'occupe de la réglementation des nouvelles installations de production et de transport.

Les trois services d'électricité participent au programme de partage des coûts de l'Electric Energy Marketing Agency

(EEMA), organisme créé en 1982 par le gouvernement provincial, dans le but de niveler les coûts de l'énergie électrique à l'échelle de la province. Aux termes des lois régissant l'EEMA, les coûts de production et de transport de l'électricité sont réglementés par la Commission provinciale des services publics, qui approuve également les prix de vente de l'électricité à l'EEMA. Celle-ci évalue les coûts des services d'électricité et revend l'électricité à prix moyen. Le ministre de l'Énergie de l'Alberta soumet actuellement l'EEMA à un examen.

Colombie-Britannique

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) approuve toute nouvelle structure tarifaire dans la province. Les importantes installations de production ou de transport d'électricité doivent être approuvées par le Cabinet provincial. Sur réception d'une demande, le gouvernement peut en saisir la BCUC qui l'examinera et fera une recommandation. Quant aux promoteurs de projets avalisés par le Cabinet, ils reçoivent un certificat (Energy Project Certificate) délivré par le gouvernement provincial.

Yukon

La Yukon Energy Corporation (YEC) et la Yukon Electrical Company Limited (YECL) sont assujetties à la réglementation de la Yukon Utility Board (la Commission) en vertu de la *Public Utilities Act* de 1986. C'est ainsi que la YEC et la YECL sont tenues de saisir la Commission de toute demande de modification de la structure tarifaire et de la mise en chantier. Après examen de la demande, la Commission rend sa décision.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation et Northland Utilities Enterprises Limited sont réglementées en vertu de la *Northwest Utilities Act* de 1989. Au terme de la loi, elles doivent faire une demande auprès de la N.W.T. Public Utilities Board afin d'obtenir la permission pour toute modification tarifaire et la construction de nouvelles installations.

4. L'électricité et les processus d'évaluation environnementale

La plupart sinon la totalité des installations de production ou de transport d'électricité portent atteinte d'une façon ou d'une autre à l'environnement. Les centrales thermiques classiques rejettent des polluants atmosphériques, et la construction de barrages et de lignes de transport ne va pas sans perturber la flore et la faune aquatiques et terrestres des alentours. Les gouvernements, l'industrie et d'autres groupes ont reconnu la nécessité d'évaluer et d'atténuer ces répercussions. À cette fin, les gouvernements fédéral et provinciaux ont mis en oeuvre des processus pour évaluer et réduire l'impact environnemental des installations de production et de transport d'électricité.

D'une réglementation à l'autre, les caractéristiques des milieux visés et le type et l'envergure des aménagements envisagés diffèrent, mais on retrouve des similitudes importantes entre les processus qu'ont élaborés les diverses provinces pour s'assurer que le développement du parc de centrales et du réseau de transport se fasse dans les meilleures conditions de respect de l'environnement.

Dans la plupart des provinces, il incombe d'abord au promoteur (une personne, une entreprise, un organisme gouvernemental ou une société d'État) de procéder à une évaluation des impacts environnementaux. Par la suite, un organisme compétent (relevant le plus souvent du ministère responsable des affaires environnementales) est en général saisi de l'évaluation qu'il doit examiner au nom du gouvernement provincial.

Dans toutes les provinces, le processus décisionnel s'effectue par étapes. Un premier tri permet d'autoriser d'emblée les projets courants, de faible envergure, n'entraînant aucune répercussion importante ou appréciable, ce qui a l'avantage de réduire au maximum les retards et les coûts. Quant à ceux dont l'incidence défavorable sur l'environnement pourrait être considérable, ils font l'objet d'une évaluation approfondie qui est souvent publique et très structurée. De tels projets peuvent ainsi faire l'objet d'une audience publique tenue par une commission indépendante.

Un énoncé des incidences environnementales est utilisé dans la plupart des provinces et au gouvernement fédéral au cours de l'évaluation des projets dont les répercussions pourraient être considérables. La formule et le contenu des énoncés sont, dans l'ensemble, partout pareils : (i) description du projet, (ii) analyse de la façon dont le projet portera atteinte à l'environnement et, (iii) liste des mesures d'atténuation proposées. En règle générale, le promoteur soumet l'énoncé qui sera étudié par le ministère compétent et d'autres organismes gouvernementaux ou par une commission chargée de l'examen public.

L'énoncé comporte habituellement une forme d'examen public, mais sa nature varie d'une province à l'autre, allant d'un strict formalisme juridique à la tenue de réunions d'information dans les collectivités. Tant au provincial qu'au fédéral, le décideur ultime est un élu ou un groupe d'élus, tel un ministre ou le Cabinet.

Les processus en vigueur au Canada sont présentés ci-dessous. Certains aspects sont traités plus en détail dans un rapport rédigé sous les auspices du Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement[1]. Depuis la publication de ce rapport en 1985, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont apporté des changements majeurs qui sont indiqués au présent chapitre. En outre, la Nouvelle-Écosse a proclamé en juillet 1989 la *Environmental Assessment Act*, adoptée en 1988.

LE PROCESSUS FÉDÉRAL

Le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

En décembre 1973, le Cabinet a créé le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PFÉEE) pour s'assurer que les répercussions environnementales de tous les projets fédéraux soient évaluées dès les premières étapes de la planification. Sont visés tous les projets entrepris par des organismes fédéraux, ou encore tout projet dans lequel

[1] Couch, William J., *L'évaluation environnementale au Canada : sommaires des pratiques actuelles-1985*, Ottawa, Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement, 1985, cat. EM 104-4/1985.

des sommes gouvernementales sont injectées ou qui met en cause une propriété fédérale ou un domaine de juridiction fédérale. Les sociétés d'État ne sont pas liées par cette décision du Cabinet, mais sont invitées à s'y soumettre.

Dans le cadre du PFÉEE, il incombe aux ministères fédéraux d'évaluer leurs propres projets et d'effectuer un examen initial afin de déterminer si ces derniers auront des répercussions environnementales notables. Si l'on ne prévoit aucune incidence néfaste, le projet peut aller de l'avant, sous réserve d'une surveillance adéquate par le ministère promoteur. Les résultats de toutes ces décisions sont publiés sous forme de résumé.

Autrement, un processus d'examen officiel est mis en branle par une commission d'évaluation environnementale créée par le ministre de l'Environnement. Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales assiste la commission dans ses travaux. Celle-ci exige que le promoteur rédige un énoncé des incidences environnementales. Si le ministre de l'Environnement et le ministre responsable du projet y consentent, cette commission peut étendre son champ d'étude aux répercussions socio-économiques en général et à l'à-propos du projet.

Les interventions publiques font partie intégrante du processus d'évaluation. Ainsi, toute personne ou tout organisme qui s'intéresse à un projet peut faire valoir son point de vue devant cette commission.

Après avoir évalué tous les renseignements obtenus et une fois les délibérations terminées, cette commission rédige un rapport dans lequel elle fait état de ses travaux et de ses recommandations. Elle peut proposer l'annulation ou la mise en oeuvre d'un projet, parfois sous réserve de certaines conditions. Les recommandations sont présentées au ministre de l'Environnement et au ministre responsable du projet, qui doivent déterminer, (i) à qui elles s'adressent, (ii) dans quelle mesure elles doivent être incorporées aux modalités d'exécution du projet et, (iii) de quelle façon les rendre publiques. S'ils ne peuvent se mettre d'accord, les ministres peuvent saisir le Cabinet de la question.

Suite à la publication en 1987 d'une étude qui identifiait diverses modifications que le gouvernement fédéral pouvait apporter au PFÉEE[2], le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales menait de vastes consultations auprès du public et des ministères et organismes fédéraux. Le 18 juin 1990, le projet de loi C-78, initiant une nouvelle loi canadienne sur l'évaluation environnementale, était déposé à la Chambres des communes. Ce projet de loi a fait l'objet de discussions mais aucune décision n'a été prise à son égard durant la session de l'année dernière. Le projet de loi C-78, maintenant C-13, a été déposé à nouveau à la Chambre des communes le 29 mai 1991. Le Sénat est présentement saisi du projet de loi C-13 en deuxième lecture et on prévoit son adoption au cours de la présente année financière.

[2] Environnement Canada, *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale : un document de travail*, Ottawa, Approvisionnements et Services, Canada, 1987, 106-5/1987.

LES PROCESSUS PROVINCIAUX

Colombie-Britannique

En matière d'électricité, le fondement légal du processus d'évaluation de la Colombie-Britannique découle, au premier chef, de la *Utilities Commission Act* de 1980. Les grands projets énergétiques ne peuvent être entrepris tant que le promoteur n'a pas reçu un certificat (Energy Project Certificate ou Certificate of Public Convenience and Necessity), ou une ordonnance ministérielle, dans lesquels sont précisées les modalités devant régir la construction et l'exploitation des installations.

Pour obtenir l'autorisation d'un projet, le promoteur doit d'abord présenter un prospectus puis une demande officielle au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières qui les transmet au Energy Project Coordinating Committee (EPCC). Ce comité d'orientation, présidé par le Ministre, comprend des représentants du ministère de l'Environnement et des Parcs, de la British Columbia Utilities Commission (la BCUC ou régie provinciale de l'électricité) et du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales.

La demande du promoteur doit présenter des données sur les impacts environnementaux, les stratégies de gestion des incidences, les avantages et les coûts, la surveillance et, enfin, des propositions quant aux mesures de compensation et d'atténuation. Par l'entremise de trois groupes de travail interministériels, l'EPCC examine les documents soumis et présente ses recommandations au ministre de l'Environnement et des Parcs et au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. En général, les recommandations portent soit sur la tenue d'une audience publique par la BCUC, soit sur l'exemption de certaines clauses de la *Utilities Commission Act*. Si la demande ne correspond pas à l'intérêt public, elle peut être rejetée.

Si la demande est renvoyée devant la BCUC, les deux ministres reçoivent un rapport à la fin des audiences publiques. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, avec l'assentiment du ministre de l'Environnement et des Parcs, annonce alors la décision du Cabinet.

Lorsqu'un service public tente d'obtenir un Energy Project Certificate, les ministres peuvent soumettre la demande à la BCUC, qui prendra une décision au terme d'un examen comportant parfois la tenue d'une audience publique. La BCUC délivre parfois directement un Certificate of Public Convenience and Necessity.

Alberta

En Alberta, le processus d'évaluation des incidences environnementales a été établi en vertu de la *Land Surface Conservation and Reclamation Act* de 1973. Aux termes de l'article 8 de la loi, le ministre de l'Environnement peut exiger d'un promoteur la présentation d'une évaluation s'il est d'avis que l'intérêt public le justifie. Au moyen d'une évaluation, il s'agit de fournir, au public et au gouvernement, des données permettant d'identifier au préalable les atteintes graves à l'environnement et de prévoir des mesures d'atténuation.

Le processus albertain est régi par des lignes directrices qu'est chargé de faire respecter le ministère de l'Environnement. La plupart des grands projets de mise en valeur des ressources y sont assujettis, à l'instar des principales centrales thermiques et hydrauliques. Les promoteurs de projets de moindre envergure sont tenus de soumettre les renseignements d'ordre environnemental requis pour l'obtention des autorisations. Le promoteur doit consulter le public qui, d'ailleurs, doit avoir la possibilité de prendre part à l'élaboration et à l'examen de l'évaluation.

L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCRÉA) et le ministère albertain de l'Environnement doivent autoriser les projets de nature énergétique. Par conséquent, ces deux organismes se concertent pour ce qui est de leurs exigences et de l'examen des demandes.

Dans le cas des projets de mise en valeur énergétique, les évaluations sont déposées auprès de l'OCRÉA et du ministère de l'Environnement. L'OCRÉA peut exiger la tenue d'une audience publique. Une fois la décision de l'OCRÉA rendue, le ministère de l'Environnement délivre une licence ou un permis détaillé.

Le nouveau projet de loi albertain, le Alberta Environmental Protection and Enhancement Act, comporte des dispositions légales relatives à l'évaluation environnementale. L'Assemblée législative albertaine est actuellement saisie du projet de loi et on en prévoit l'adoption au cours de la présente année financière.

Saskatchewan

En Saskatchewan, la *Environmental Assessment Act* de 1980 exige que soient évaluées les incidences environnementales des importants projets de mise en valeur. Le Cabinet peut les en exempter seulement en cas d'urgence.

Le processus provincial d'évaluation des incidences environnementales relève du ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique; aucun projet ne peut être réalisé sans l'autorisation du Ministre. Le Ministère examine les demandes afin de déterminer si la loi s'applique au projet et, si oui, fixe la nature et la portée d'une évaluation. Si une évaluation n'est pas requise, le projet peut aller de l'avant, sous réserve des dispositions légales.

Dans le cas d'une évaluation, on encourage les promoteurs à entreprendre un programme de participation publique dans les plus brefs délais, afin que l'on puisse tenir compte des propos et recommandations ainsi recueillis lors de l'élaboration de l'énoncé des incidences environnementales. Le processus prévoit d'autres garanties comme une période d'au moins 30 jours pour l'examen public de l'énoncé et le pouvoir du Ministre de créer une commission d'enquête qui peut mener des audiences publiques. Il appartient au Ministre de prendre la décision finale d'accepter (conditionnellement ou non) le projet envisagé ou de le rejeter.

Manitoba

Au Manitoba, la *Loi sur l'environnement* de 1988 a remplacé et la *Loi de protection de l'environnement* de 1968 et le Processus manitobain d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, adopté à titre de politique provinciale par le conseil des ministres en 1975.

La loi garantit que toute personne ou organisation, qui entreprend un projet d'aménagement décrit aux règlements, est obligée de soumettre une proposition au ministère de l'Environnement dès le début de la planification. Tout autre projet d'aménagement ayant des incidences environnementales est régi par les règlements qui déterminent les normes de protection environnementale.

Les projets d'aménagement, visés par la *Loi sur l'environnement*, portent le nom de « développements » et sont classés dans trois catégories. La catégorie 1 regroupe les développements qui rejettent des polluants; la catégorie 2, les activités ayant un impact considérable sur l'environnement en raison de facteurs additionnelles à la pollution tels que les installations de transport et de distribution. Quant à la catégorie 3, il s'agit de projets de grande envergure, comme les aménagements hydroélectriques.

Toute proposition pour un développement doit être versée au registre public. Ensuite, le ministère de l'Environnement doit lancer une invitation publique à soumettre des commentaires écrits. Dans le cas de propositions complexes, des lignes directrices sont élaborées pour aider les promoteurs à préparer leur évaluation environnementale. Le public peut prendre connaissance à la fois des lignes directrices et des évaluations.

Le processus d'examen et d'évaluation peut comprendre les rencontres publiques organisées par le promoteur ou les audiences publiques tenues par la Commission manitobaine de protection de l'environnement. Cette dernière a pour rôle de conseiller le Ministre et de lui soumettre ses recommandations, et de stimuler et de s'assurer de la participation de la population aux dossiers environnementaux.

Au terme du processus, il y a délivrance d'une licence environnementale dont les modalités sont propres à la proposition soumise. Autrement, des atteintes inacceptables à l'environnement sont invoquées pour la rejeter.

Ontario

Le ministre de l'Environnement est chargé de l'exécution de la *Loi sur l'évaluation environnementale*, qui favorise une meilleure planification en faisant participer le public et les ministères et organismes provinciaux au processus d'évaluation environnementale, de planification et d'autorisation. (En Ontario, le processus environnemental est également assujetti à la *Loi de 1981 sur la jonction des audiences*. Pour de plus amples détails au sujet de cette loi, veuillez consulter la publication intitulée *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale* [3] ou le numéro d'octobre 1987 du *Canadian Environmental Law Reports*[4].) Le gouvernement ontarien procède actuellement à une étude du processus d'évaluation environnementale et prévoit bientôt modifier la *Loi sur l'évaluation environnementale*.

Avec l'approbation du Cabinet, le ministre de l'Environnement peut exempter les promoteurs de projets des dispositions de la loi qui régissent actuellement les activités des ministères provinciaux, des municipalités et des organismes de conservation. Quant aux propositions du secteur privé, la loi ne s'applique

[3] Couch, William J., *op. cit.*

[4] *Canadian Environmental Law Reports*, New Series, Vol. 1, Part 6, October 1987.

qu'aux projets désignés par les règlements d'application. Il appartient au promoteur de déterminer si la loi s'applique à son projet; dans le cas d'une réponse négative ou d'une exemption, la mise en oeuvre peut aller de l'avant. Si la loi s'applique, le promoteur doit rédiger une évaluation environnementale, qui fera l'objet d'un examen par le ministère de l'Environnement et les organismes provinciaux et fédéraux intéressés.

Par la suite, le Ministère rédige son commentaire qui, de concert avec l'évaluation environnementale, est rendu public et soumis à une période d'examen public d'au moins trente jours. Au terme de celle-ci, le public, les analystes ou le promoteur peuvent demander à la Commission des évaluations environnementales de tenir une audience publique. Le Ministre pourra, avec l'assentiment du Cabinet, accepter ou non l'évaluation, ou autoriser ou non le projet et ce, avec ou sans conditions. Le Ministre peut soumettre sa décision d'accepter l'évaluation, ou sa décision d'autoriser le projet, ou les deux, à une audience de la Commission. Dans ce cas, la Commission doit aviser le public assez longtemps d'avance qu'elle tiendra une audience à laquelle il est invité. Le Ministre ou le Cabinet ne peut modifier la décision de la Commission que dans les 28 jours qui en suivent l'annonce, après quoi la décision a force exécutoire.

Québec

Au Québec, le processus d'évaluation environnementale diffère selon que le projet à l'étude serait réalisé dans le sud de la province ou sur un territoire ayant fait l'objet de conventions avec les autochtones.

En 1978, la *Loi sur la qualité de l'environnement* de 1972 a été considérablement modifiée afin de mettre en oeuvre un processus d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. En vertu des règlements d'application, ce processus ne vise que les projets devant être réalisés dans le sud de la province. Si un projet y est assujetti, le promoteur est tenu de soumettre une évaluation au ministère de l'Environnement pour que ce dernier en fasse l'analyse de recevabilité et l'évaluation de l'acceptabilité environnementale du projet. Tous les projets font alors l'objet d'une période de consultation publique, au cours de laquelle tout résidant peut demander au ministre de l'Environnement de tenir une audience publique. Le grand public a donc la possibilité de se prononcer avant que le conseil des ministres soit saisi du projet pour l'autoriser ou le rejeter.

Pour ce qui est du Nord québécois, le gouvernement a mis en oeuvre deux processus pour évaluer et examiner les répercussions environnementales et socio-économiques d'un projet donné. On a recours au premier processus dans le cas de projets situés dans la région de la baie James, entre les 49^{e} et 55^{e} parallèles. Le trait distinctif de ce processus est le recours à des comités auxquels siègent toujours des représentants des autochtones. Ces comités conseillent le ministre de l'Environnement au cours des diverses étapes du processus d'autorisation. Au nord du 55^{e} parallèle, c'est la Commission de la qualité de l'environnement Kativik qui est chargée de l'étude d'évaluation et qui détient le pouvoir de décision. Enchâssés dans la *Loi sur la qualité de l'environnement*, ces processus découlent de la *Convention de la Baie James et du Nord québécois* (1975) ainsi que de la *Convention du Nord-Est québécois* (1978).

Nouveau-Brunswick

Au Nouveau-Brunswick, le *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement*, adopté en juillet 1987, fournit le cadre législatif régissant la planification environnementale, notamment les possibilités d'une participation du public. Le Règlement, qui remplace la politique d'évaluation environnementale promulguée en 1975, vise à permettre aux autorités d'identifier les répercussions d'un projet avant de décider de son sort.

En vertu du Règlement, les personnes, sociétés ou organismes privés proposant certains types de projets (par exemple, toutes les installations productrices d'électricité générant 3 MW et plus, et toutes les lignes de transport dont la capacité nominale dépasse 69 kV ou longues de plus de cinq km) sont tenus d'en enregistrer les détails au bureau du ministre de

l'Environnement au début du cycle de planification. Le Ministre tente alors de déterminer si la proposition est susceptible d'avoir des répercussions environnementales considérables, notamment d'ordre socio-économique et biophysique.

S'il semble que l'impact sera considérable, le Ministre avisera le promoteur de la nécessité de procéder à une évaluation. Le Ministère, de concert avec le promoteur, élaborera des directives préliminaires qui encadreront l'étude. Le Ministre met alors sur pied un comité de révision qui, formé de spécialistes techniques des organismes gouvernementaux compétents, a le mandat d'élaborer la version préliminaire des lignes directrices identifiant les principales questions d'ordre environnemental qui devront être abordées. Le Ministre doit les rendre publiques et tous les intéressés peuvent lui faire part de leurs observations par écrit.

Le principal but de l'évaluation est de prévoir les impacts qu'aurait un projet. Les renseignements recueillis au cours de l'évaluation sont compilés dans un rapport provisoire d'étude d'impact sur l'environnement, qui sera ensuite examiné minutieusement par le comité de révision. Si, après avoir pris conseil auprès du comité de révision, le Ministre est d'avis que le rapport répond bien aux points qu'avaient soulignés les lignes directrices, le public a la possibilité de faire des présentations au cours d'une deuxième étape plus détaillée que la première. Un résumé de l'évaluation, les observations du comité de révision et la version intégrale du rapport final sont ensuite rendus publics.

L'évaluation fait ensuite l'objet d'une assemblée publique. Par la suite, le Ministre examine l'évaluation et les observations du public, puis recommande au lieutenant-gouverneur en conseil le rejet ou l'acceptation du projet.

Nouvelle-Écosse

La *Environnement Assessment Act* régit, en Nouvelle-Écosse, le processus d'évaluation environnementale.

Le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse, en consultation avec certains organismes gouvernementaux, est chargé de l'analyse de tous les projets qui lui sont soumis, et conseille le Ministre sur les projets pouvant altérer sérieusement l'environnement. Après avoir reçu l'avis du Ministère et de tous les intéressés, le Ministre détermine s'il y a lieu d'effectuer une évaluation des incidences environnementales. Le cas échéant, le promoteur doit rédiger et soumettre au Ministère une version préliminaire d'une évaluation qu'étudieront les divers ministères provinciaux et organismes fédéraux visés ainsi que le public. Après quoi, le ministère de l'Environnement recommande au Ministre l'acceptation, conditionnelle ou non, du projet ou son rejet.

Le public peut participer de différentes manières au processus : en faisant parvenir ses commentaires lorsque le projet est soumis au Ministère, lorsque les lignes directrices sont publiées, ou encore lorsque l'évaluation est rendue publique. Enfin, sur la recommandation de son Ministère et en fonction des avis recueillis auprès du public, le Ministre décide si le projet peut aller de l'avant et, le cas échéant, en établit les modalités.

L'Île-du-Prince-Édouard

La *Environmental Protection Act* de 1988 prévoit l'autorisation légale générale relative au processus d'évaluation en matière d'environnement. Elle exige que tout promoteur d'une entreprise présente une proposition écrite au ministère de l'Environnement et obtienne l'approbation écrite du Ministre avant de poursuivre son projet.

Pour ce qui est des services d'électricité, le processus approprié est exposé dans la loi intitulée *Electric Power and Telephone Act*, qui autorise la Public Utilities Commission d'enjoindre au promoteur de respecter des directives concernant expressément son projet lors de la préparation d'une évaluation, si le projet est susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement. La Commission envoie copie de l'évaluation au conseil exécutif qui, sur la foi des renseignements dont il dispose, peut trancher la question ou déterminer qu'il serait dans l'intérêt public de tenir des audiences publiques dans la collectivité visée. Au terme des audiences publiques, la Commission examine la preuve et

fait part de sa conclusion au conseil exécutif.

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, le processus d'évaluation environnementale relève de la *Environmental Assessment Act* de 1980; le ministère de l'Environnement et des Terres veille à son exécution.

Tout projet susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement doit être enregistré auprès du ministère de l'Environnement et des Terres. Le Ministre, suite à des audiences publiques et des examens interministériels du projet, détermine s'il y a lieu de tenir une évaluation des incidences environnementales. Si une évaluation n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Autrement, lorsque le Ministre détermine qu'une évaluation doit être préparée, il peut commander un rapport préliminaire d'évaluation environnementale. Préparé par le promoteur, le rapport est soumis à un examen public. Suite à l'étude du rapport, le Ministre détermine s'il y a lieu de procéder à une évaluation. Si celle-ci n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Si une évaluation est jugée nécessaire, le promoteur la prépare et le Ministre la soumet alors aux commentaires publics. Lorsque le public manifeste un intérêt marqué pour le dossier, le Ministre peut recommander au Cabinet la formation d'une commission d'évaluation environnementale chargée de tenir des audiences publiques. Le Ministre rend public le rapport présenté par la Commission et en soumet copie aux membres du Cabinet et leur recommande d'autoriser, conditionnellement ou non, le projet ou de le rejeter.

5. La consommation d'électricité

L'ÉLECTRICITÉ ET LA DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE

L'électricité répond à une part importante de la demande d'énergie primaire et secondaire au Canada. La demande d'énergie primaire est la quantité d'énergie à la disposition du consommateur, à laquelle on ajoute les pertes subies au cours de la conversion et l'énergie utilisée par le fournisseur. (On tient compte, notamment, des pertes subies au cours du raffinage des produits pétroliers ou de celles qui sont attribuables à l'inefficacité thermique ou mécanique de la conversion de combustibles fossiles [charbon, mazout, gaz naturel] en énergie thermique destinée à la production d'électricité.) Le taux de pénétration de l'électricité dans la demande totale d'énergie primaire a connu une hausse régulière, passant de 14 % en 1960 à 31 % en 1991. (Voir la figure 5.1.) En volume, la demande d'énergie primaire consommée sous forme d'électricité a été portée de 463 pétajoules (PJ) en 1960 à 2 501 PJ en 1991, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,6 %, plus du double du taux de 2,6 % enregistré pendant la même période pour la demande d'énergie primaire non électrique. (Depuis 1990, le kilowattheure d'énergie primaire de source hydraulique représente 3,6 mégajoules au lieu de 10,5.)

La demande secondaire est l'énergie disponible, sous sa forme finale, et utilisée par le consommateur. L'électricité intervient moins pour l'énergie secondaire que pour l'énergie primaire. Comme l'indique la figure 5.2, la part de l'électricité dans la demande d'énergie secondaire est passée de 11 % en 1960 à 24 % en 1991. On estimait à 5,2 % le taux de croissance de la demande d'électricité de 1960 à 1991, en comparaison du taux de 2,1 % de la demande d'énergie secondaire non électrique.

LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

La consommation totale d'électricité (ou demande) englobe la production des services d'électricité et des établissements industriels ainsi que les importations nettes (importations moins exportations). Comme l'indique le tableau 5.1, la croissance de la consommation d'électricité a connu, durant les 31 dernières

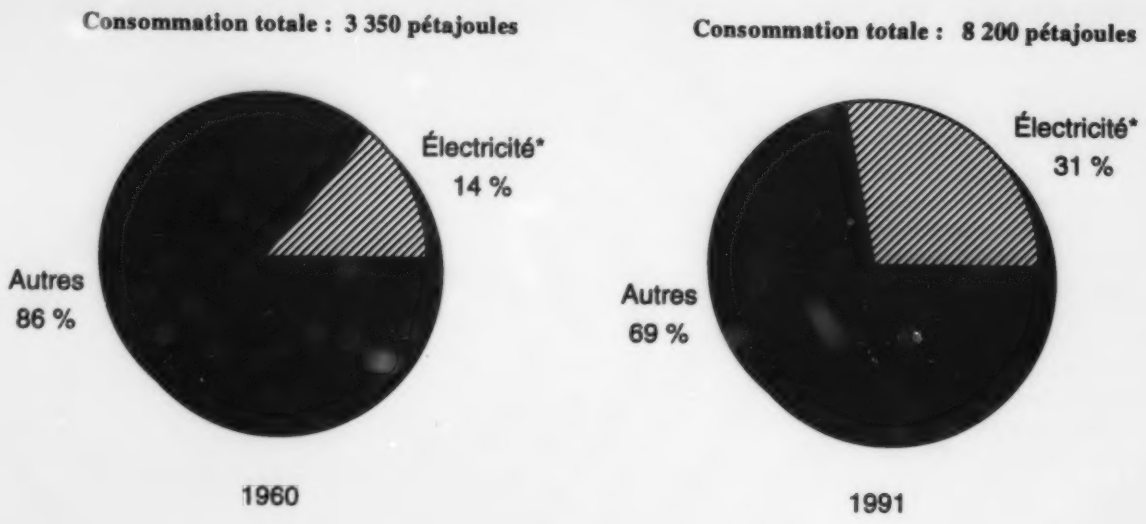
Tableau 5.1. Consommation d'électricité par province

	Consommation d'électricité (GWh)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1990	1991*	1960-1974	1975-1991	1960-1991	1990-1991
T.-N.	1 427	4 770	8 545	10 422	10 601	11,5	3,4	6,7	1,7
Î.-P.-É	79	250	518	753	762	11,9	3,8	7,6	1,2
N.-É.	1 733	3 706	6 814	9 678	9 779	8,7	3,4	5,7	1,0
N.-B.	1 684	4 221	8 838	13 173	13 638	10,1	4,5	7,0	3,5
Qué.	44 002	69 730	118 254	157 308	160 803	5,4	3,7	4,3	2,2
Ont.	37 157	69 488	106 509	142 818	141 674	6,4	2,9	4,4	-0,8
Man.	4 021	8 601	13 927	17 450	18 013	7,9	2,6	5,0	3,2
Sask.	2 124	5 402	9 827	13 589	13 818	9,2	4,2	6,2	1,7
Alb.	3 472	9 880	23 172	42 041	43 338	10,7	6,7	8,5	3,1
C.-B.	13 413	25 761	42 789	57 206	57 528	6,9	3,6	4,8	0,6
Yukon	89	220	381	485	465	9,3	1,8	5,5	-4,1
T. N.-O.	100	308	494	472	477	10,2	0,7	5,2	1,1
Canada	109 304	202 337	340 068	465 395	470 895	6,6	3,6	4,8	1,2

* *Données préliminaires*

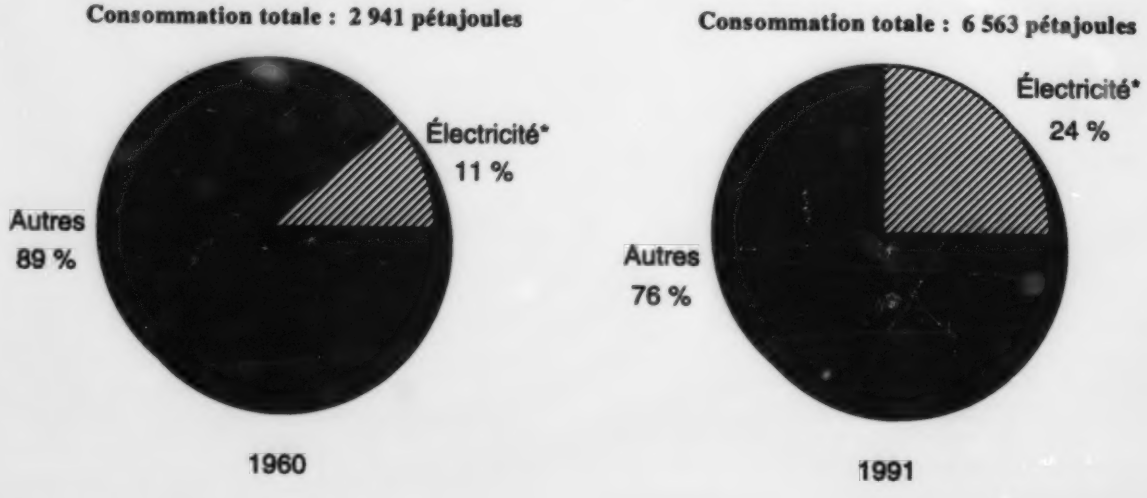
Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

Figure 5.1. Demande d'énergie primaire au Canada



**Taux de conversion : 3,6 mégajoules par kilowattheure*

Figure 5.2. Demande d'énergie secondaire au Canada



**Taux de conversion : 3,6 mégajoules par kilowattheure*

années, deux périodes bien distinctes : la première période, soit de 1960 à 1974, durant laquelle la croissance a été rapide, fut suivie, de 1975 à 1991, d'une période de croissance lente. Ce brusque changement a coïncidé avec le premier choc pétrolier de 1973-1974, suite auquel ont fortement diminué les taux de croissance de la consommation des dix provinces et des territoires. Le ralentissement économique, la flambée des prix de l'énergie et les économies d'énergie sont les trois principaux facteurs qui ont contribué à cette réduction marquée de la croissance de la consommation d'électricité.

Malgré la récession économique, la consommation générale d'électricité au Canada a augmenté de 1,2 % en 1991. Le produit intérieur brut réel a subi une croissance négative de 1,5 % en 1991. L'Ontario est la seule province qui a connu une croissance négative de sa consommation d'électricité pour deux années consécutives, soit 1990 et 1991. La situation ontarienne s'explique principalement par une faible croissance économique, la clémence du climat et les efforts consentis aux économies d'énergie.

En 1991, la consommation totale d'électricité au Canada se répartissait comme suit : le secteur industriel, 39 %; le secteur résidentiel, 30 %; le secteur commercial, 24 %; et 7 % au chapitre des pertes subies au cours du transport et de la distribution. (Voir le tableau 5.2.) Bien que la consommation dans le secteur commercial se soit stabilisée en 1991, elle a connu une forte croissance depuis 1960, en moyenne 7,3 %. Le taux de croissance moyen du secteur résidentiel, pour la même période, était de 6,4 %. Le secteur industriel a affiché la croissance la plus faible, en moyenne 3,3 %, de 1960 à 1991. En 1960, le secteur industriel absorbait 60 % de la demande

Tableau 5.2. Consommation d'électricité au Canada par secteur

	Consommation d'électricité (GWh)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1990	1991*	1960-1974	1975-1991	1960-1991	1990-1991
Résidentiel	20 397 (19)	43 431 (21)	92 440 (27)	137 001 (29)	139 733 (30)	7,9	5,0	6,4	2,0
Commercial	12 632 (12)	44 068 (22)	75 912 (21)	110 057 (24)	112 742 (24)	12,4	4,6	7,3	2,4
Industriel	66 353 (60)	98 450 (49)	142 247 (42)	184 136 (40)	183 911 (39)	4,3	2,7	3,3	-0,1
Pertes en lignes**	9 920 (9)	16 388 (8)	32 469 (10)	34 201 (7)	34 509 (7)	6,5	1,8	4,1	0,9
Total	109 304 (100)	202 337 (100)	340 068 (100)	465 395 (100)	470 895 (100)	6,6	3,6	4,8	1,2

** Données préliminaires*

*** Pertes subies au cours du transport, de la distribution et énergie non allouée.*
Les données entre parenthèses représentent le taux en pourcentage.

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

totale, mais sa consommation s'est contractée pour se stabiliser à près de 40 %.

Au tableau 5.3 figurent la production, les échanges et la consommation d'électricité par province et territoire en 1991. Le Québec s'est affirmé comme la première province productrice et consommatrice, affichant environ 29 % de la production canadienne et environ 34 % de la consommation totale. L'Ontario se classait deuxième, affichant elle aussi 29 % de la production totale et 30 % de la consommation canadienne. Enfin, la Colombie-Britannique se plaçait en troisième avec 13 % de la production totale et 12 % de la consommation au pays. À la figure 5.3, on trouve la production totale d'électricité, la consommation et les échanges nets.

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

Au tableau 5.4 figure la consommation d'électricité par habitant pour toutes les provinces; à l'instar de la consommation totale, la tendance était à la hausse avant le choc pétrolier de 1973-1974, puis au ralentissement. Entre 1960 et 1991, la Saskatchewan affichait, par habitant, le taux de croissance annuel moyen le plus élevé (6,9 %), suivie de l'Île-du-Prince-Édouard (6,8 %), du Nouveau-Brunswick (6,3 %), de l'Alberta (6,2 %) et de Terre-Neuve (5,8 %). En Saskatchewan, la faible croissance de la population explique largement la consommation élevée par habitant. Au cours des derniers 31 ans, la population de cette province n'a augmenté en moyenne que de 0,3 %, le taux de croissance le plus faible au Canada par rapport à la moyenne nationale de 1,3 %.

Au chapitre de la consommation d'électricité par habitant en 1991, le Québec devançait les autres provinces avec 23 489 kWh par habitant, malgré le taux de croissance négatif de sa consommation par habitant. L'Î.-P.-É. est dernière avec 5 817 kWh par personne. Le taux du Québec était supérieur de 35 % à la moyenne nationale et celui de l'Î.-P.-É., inférieur de 67 %.

Tableau 5.3. Production et consommation d'électricité par province, 1991

	Production	Exportations aux		Importations des		Consommation
		Provinces	É.-U.*	Provinces	É.-U.*	
			(GWh)			
T.-N.	36 967	26 366	0	0	0	10 601
Î.-P.-É.	71	0	0	690	0	761
N.-É.	9 385	50	0	444	0	9 779
N.-B.	15 760	2 542	3 092	3 433	79	13 638
Qué.	142 281	4 112	6 054	27 883	805	160 803
Ont.	140 671	109	4 771	2 210	3 673	141 674
Man.	22 871	2 634	3 488	975	289	18 013
Sask.	13 576	998	139	1 269	110	13 818
Alb.	43 721	1 064	0	678	3	43 338
C.-B.	62 981	655	7 070	948	1 324	57 528
Yukon	465	0	0	0	0	465
T. N.-O.	477	0	0	0	0	477
Canada	489 226	38 530	24 614	38 530	6 283	470 895

** Échanges compris*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 5.3. Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1991 (en GWh)

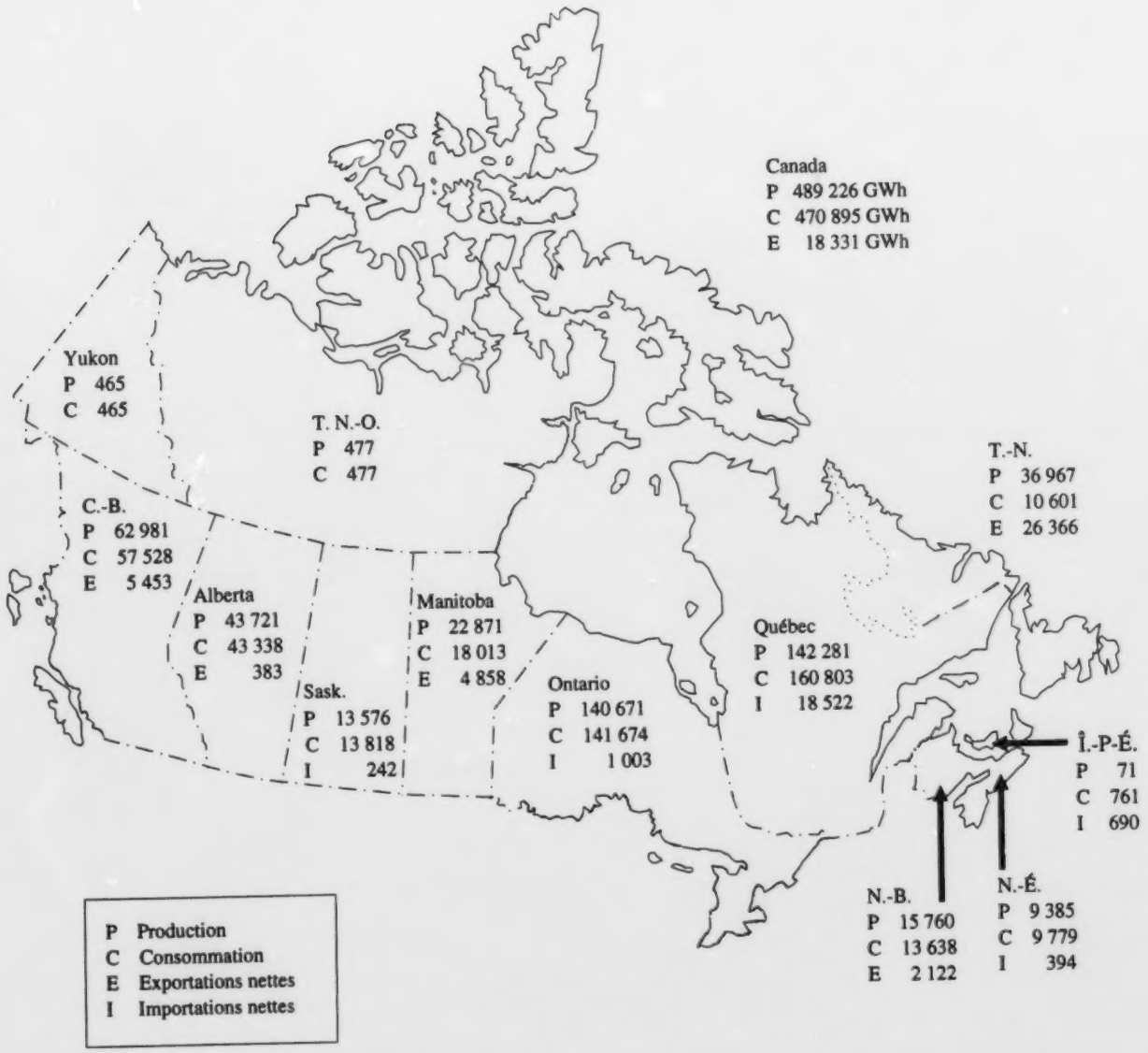


Tableau 5.4. Provinces : consommation d'électricité par habitant

	Consommation par habitant (kWh/habitant)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1990	1991	1960-1974	1975-1991	1960-1991	1990-1991
T.-N.	3 184	9 226	14 758	18 188	18 469	10,1	3,1	5,8	1,5
Î.-P.-É.	765	2 273	4 177	5 748	5 817	11,1	3,0	6,8	1,2
N.-É.	2 385	4 739	7 988	10 813	10 853	7,9	2,8	5,0	0,4
N.-B.	2 864	6 732	14 850	18 245	18 785	9,2	4,0	6,3	3,0
Qué.	8 565	11 597	18 735	23 556	23 489	4,1	3,0	3,3	-0,3
Ont.	6 086	9 203	12 422	14 648	14 290	4,3	1,7	2,8	-2,4
Man.	4 932	8 750	13 521	16 024	16 480	6,3	2,1	4,0	2,8
Sask.	1 750	5 741	10 131	13 630	13 901	11,6	3,6	6,9	2,0
Alb.	2 695	6 194	11 135	17 000	17 184	8,4	4,4	6,2	1,1
C.-B.	8 386	12 124	16 220	18 259	17 871	3,9	1,8	2,5	-2,1
Yukon	4 589	11 957	17 085	18 654	17 222	8,3	0,2	4,4	-7,7
T. N.-O.	5 304	8 851	11 052	8 741	8 673	3,5	-1,1	1,6	-0,8
Canada	6 184	9 501	13 112	17 490	17 441	4,9	2,5	3,4	-0,3

Source : Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 5.5. Profil et équipement des ménages canadiens, 1991

	Canada	T.-N.	Î.-P.-É.	N.-É	N.-B.	Qué.	Ont.	Man.	Sask.	Alb.	C.-B.
Nombre de ménages (000)	9 873	177	47	326	251	2 618	3 585	389	359	898	1 225
Nombre moyen de personnes par ménage	2,6	3,2	2,7	2,7	2,8	2,5	2,7	2,6	2,6	2,7	2,5
Unifamiliales*(%)	68	87	79	78	82	52	69	77	83	97	73
Électricité pour le chauffage intérieur (%)	34	43	-	26	55	67	22	33	5	3	24
Appareils de climatisation (%)	27	-	-	4	6	15	48	45	32	10	9
Électricité pour l'eau chaude (%)	53	85	22	60	88	87	43	47	25	8	44
Électricité pour la cuisson (%)	94	96	81	89	96	98	92	98	96	92	93
Fours à micro-ondes (%)	74	65	64	72	73	71	74	75	79	80	74
Réfrigérateurs (%)	100	99	96	99	99	100	100	100	100	100	99
Congélateurs (%)	58	77	62	60	69	47	58	72	80	67	60
Lave-vaisselle automatiques (%)	44	22	26	31	32	46	41	40	47	55	50
Lave-linge (%)	78	92	81	79	878	85	73	77	84	81	74
Sécheuses (%)	73	75	66	70	80	78	69	73	81	79	71
Téléviseurs couleurs (%)	97	97	96	97	97	97	98	96	97	97	98

**Maisons mobiles incluses*

Source : L'équipement ménager, Statistique Canada, catalogue 64-202

PROFIL ET ÉQUIPEMENT DES MÉNAGES

Comme on l'a noté ci-dessus, la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel a augmenté régulièrement. Outre les facteurs économiques, la modification du profil des ménages canadiens et les nouveaux appareils dont ils sont dotés ont également une forte incidence sur la consommation. Le tableau 5.5 présente le profil des ménages et l'équipement ménager par province en 1991.

Depuis 16 ans, le nombre de ménages canadiens est passé de 6,9 millions en 1976 à environ 9,9 millions en 1991, une augmentation nette de 3 millions. Toutefois, le nombre moyen de personnes par ménage a diminué de 3,15 à 2,64 personnes, au cours de la même période.

Le nombre d'habitations chauffées à l'électricité a régulièrement augmenté, surtout au Québec, passant de 13 % des ménages en 1976 à 34 % en 1991; le nombre de ménages utilisant des climatiseurs est passé de 13 % à 27 %, des lave-vaisselle de 19 % à 44 %, et l'électricité pour obtenir de l'eau chaude de 50 % en 1976 à 53 % en 1991. Quant au nombre de ménages qui utilisaient des lave-linge, il a lui aussi légèrement augmenté au cours de la même période, de 76 % à 78 %, alors que les ménages ayant des sécheuses augmentaien de façon significative, de 51 % à 73 %. À la fin de 1991, presque 100 % des ménages canadiens étaient équipés de réfrigérateurs et de téléviseurs couleurs.

CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Bon nombre de facteurs influent sur la consommation d'électricité : l'activité économique, les phénomènes démographiques, les tarifs, le prix des autres ressources énergétiques, les économies d'énergie, les modifications aux politiques, les changements technologiques et le climat. Cependant, l'activité économique d'ensemble (telle que mesurée par le produit intérieur brut ou PIB) est la variable la plus importante. La figure 5.4 démontre l'évolution parallèle du PIB par habitant et de la consommation d'électricité par habitant. Bien que le parallélisme entre la croissance économique du Canada et la consommation d'électricité se soit atténué entre 1979 et 1983, il s'est raffermi depuis 1984.

Tableau 5.6. Demande de pointe par province

	Demande de pointe (MW)					Taux de croissance annuel moyen (%)	
	1960	1970	1980	1990	1991*	1960-1991	1990-1991
T.-N.	245	763	1 538	1 848	1 852	6,7	0,2
Î.-P.-É.	21	55	104	135	137	6,2	1,5
N.-É.	356	814	1 197	1 825	1 887	5,5	3,4
N.-B.	319	726	1 699	2 627	2 757	7,2	5,0
Qué.	5 871	11 127	20 680	29 259	29 357	5,3	0,3
Ont.	6 391	12 048	17 767	23 752	24 489	4,4	3,1
Man.	772	1 565	2 681	3 524	3 809	5,3	8,1
Sask.	418	1 028	2 085	2 356	2 371	5,8	0,6
Alb.	714	1 894	3 879	6 509	6 515	7,4	0,1
C.-B.	2 123	4 492	7 384	9 329	9 492	5,0	1,7
Yukon	19	39	75	81	82	4,8	1,2
T. N.-O.	15	41	81	107	115	6,8	7,5
Canada	17 264	34 592	59 170	81 352	82 863	5,2	1,9

** Données préliminaires*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, Statistique Canada, catalogue 57-204

LA DEMANDE DE POINTE

La demande de pointe est la charge (en kilowatts) maximale, nette et moyenne, consommée par un réseau pendant une période d'une heure. Pour l'ensemble du Canada (voir le tableau 5.6), la demande de pointe est passée de 17 264 MW en 1960 à 82 863 MW en 1991, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,2 %[1]. À titre de comparaison, signalons qu'au cours de la même période, la consommation totale connaissait un accroissement annuel moyen de 4,8 %. En 1991, tout comme la demande d'énergie, la demande de pointe au Canada a subi une faible croissance de 1,9 %, qui s'explique par la clémence du climat et la récession économique.

(Avant 1987, *L'Énergie électrique au Canada* indiquait la demande de pointe selon l'année civile qui, toutefois, à compter de 1987, a été remplacée par la demande de pointe hivernale, de novembre à février. Nous avons procédé à ce changement afin que notre période à l'étude corresponde à celle des services d'électricité.)

[1] La demande de pointe au Canada est l'ensemble des demandes de pointe à travers le pays, qui évidemment ne coincident pas, ou encore, la somme arithmétique des demandes de pointe provinciales peu importe la période.

LE FACTEUR DE CHARGE

Le facteur de charge est le rapport entre la demande moyenne et la demande de pointe pendant une période donnée. Plus précisément, il s'agit de la demande (exprimée en kilowatt-heures) divisée par le produit du nombre d'heures de cette période, et multipliée par la demande de pointe en kilowatts. (On obtient le taux annuel moyen en divisant la consommation annuelle d'énergie par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.)

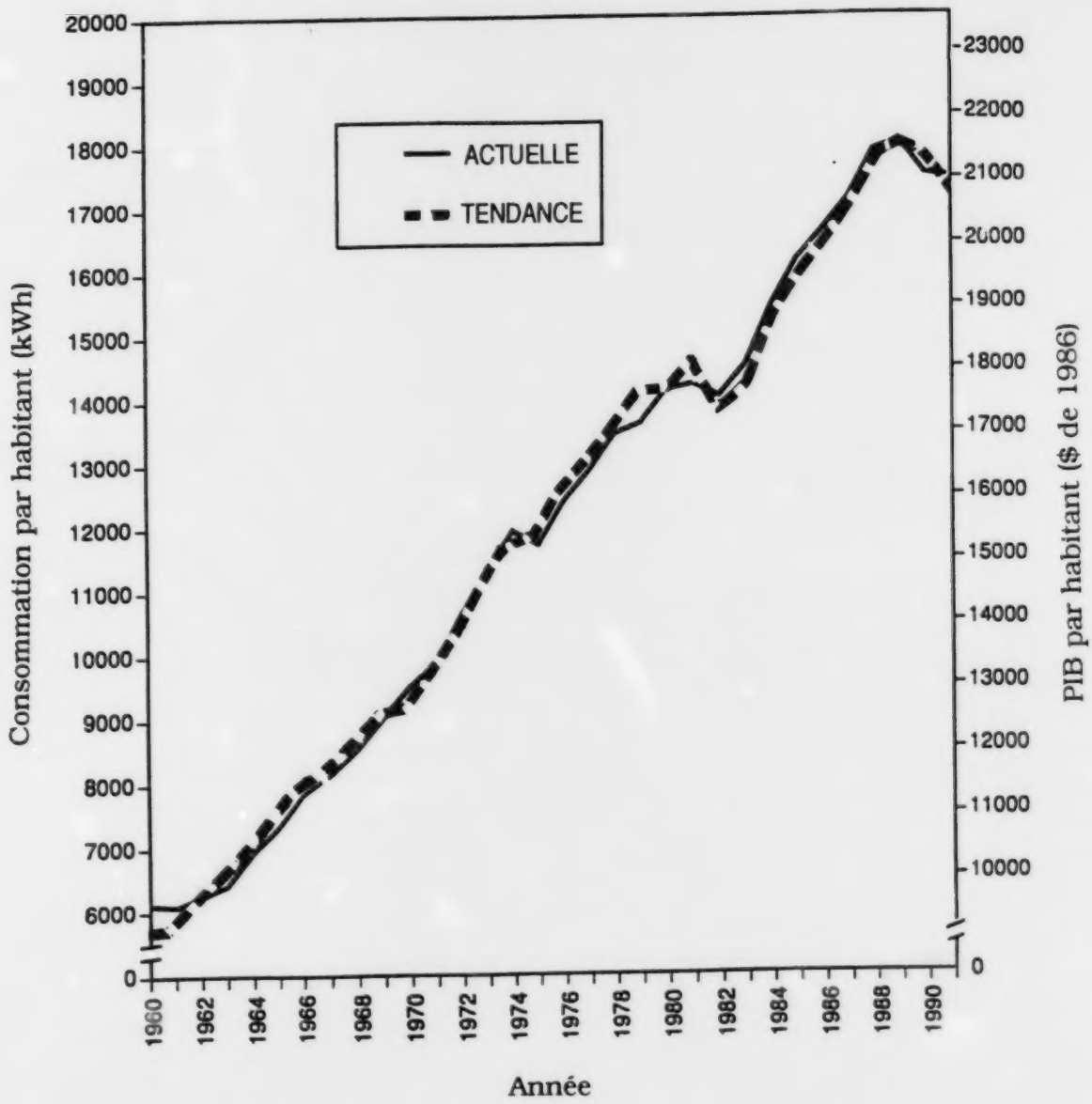
Comme l'indique le tableau 5.7, le facteur de charge est en régression depuis 1960 dans l'ensemble de l'industrie de l'électricité car la demande de pointe s'est accrue plus rapidement que la consommation (5,2 % contre 4,8 %). En 1960, le facteur de charge de l'industrie était de 72,3 %, mais, en 1985, il avait régressé à 65,1 %. Il s'est élevé légèrement à 67,8 % en 1988, pour retomber à 65,3 % en 1990. Il chutait encore en 1991 à 64,9 %. Depuis 1960, les provinces dotées de centrales thermiques (la Saskatchewan et l'Alberta) ont toutes démontré une amélioration de leur facteur de charge.

Tableau 5.7. Facteur de charge par province

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1991
					(%)			
T.-N.	66,5	72,6	71,4	68,7	65,3	64,5	64,4	65,3
Î.-P.-É.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	63,7	63,5
N.-É.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	60,5	59,2
N.-B.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	57,2	56,5
Qué.	85,6	72,5	71,5	67,9	65,3	64,5	61,4	62,5
Ont.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	68,6	66,0
Man.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	56,5	54,0
Sask.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	65,8	66,5
Alb.	55,5	57,1	59,6	64,2	68,2	72,3	73,7	75,9
C.-B.	72,1	71,6	65,5	64,4	66,2	66,1	70,0	69,2
Yukon	53,5	77,8	64,4	60,9	58,0	54,3	68,4	64,7
T. N.-O.	76,1	58,6	85,8	71,3	69,6	70,6	50,4	47,3
Canada	72,3	68,1	66,8	65,7	65,6	65,1	65,3	64,9

Sources : D'après les tableaux 5.1 et 5.6

Figure 5.4. Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1991



6. La production d'électricité

LES SOURCES DE PRODUCTION

L'industrie canadienne de l'électricité, mise sur pied au cours des années 1880, a d'abord fait appel à des centrales thermiques produisant de la vapeur. Il s'agissait à l'époque de pourvoir à l'éclairage des rues et des maisons. Au tournant de la décennie et au cours des années 1890, l'invention et le perfectionnement du moteur électrique ont bouleversé l'industrie qui, en plus de la demande nocturne à des fins d'éclairage, fut appelée à faire tourner ses centrales 24 heures par jour pour répondre aux besoins de l'industrie et des transports (tramways). Après quoi, l'hydroélectricité a rapidement gagné du terrain, vu l'abondance de nos richesses hydrauliques. Tant et si bien qu'en 1920, le taux de pénétration de l'hydroélectricité en regard de la production totale au Canada atteignait 97 %, mais il se mit à glisser pour atteindre 95 % en 1950, puis 92 % en 1960. Le recul, toujours plus marqué, l'a ramene à 62 % en 1991. (Voir le tableau 6.1 et la figure 6.2.)

Quoique les centrales thermiques classiques, surtout les centrales au charbon, aient joué un rôle depuis les débuts de l'industrie de l'électricité, leur part de la production totale n'a pas beaucoup augmenté au fil des ans, conséquence de coûts de production élevés. Cependant, les années 1960 et 1970 marquent un tournant : les centrales thermiques devenaient concurrentielles à mesure que la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés.

Entre 1950 et 1974, les taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services d'électricité à envisager la construction de centrales thermiques. Comme l'indique le tableau 6.1, le taux de pénétration de l'électricité thermique n'était que de 7 % en 1960; il a bondi à 23 % en 1970, pour atteindre 25 % en 1974, année record. Suite au choc pétrolier de 1973-1974, les prix des combustibles fossiles montent en flèche, en moyenne de plus de 15 % de 1975 à 1985. En conséquence, l'apport de l'électricité thermique recule à 22 % en 1980, puis à 20 % en 1985. Avec la chute des prix du pétrole en 1986, la production thermique redevient rentable et sa part remonte à 22 % en 1990. En 1991, elle était de 21 %.

Tableau 6.1. Sources de production d'électricité

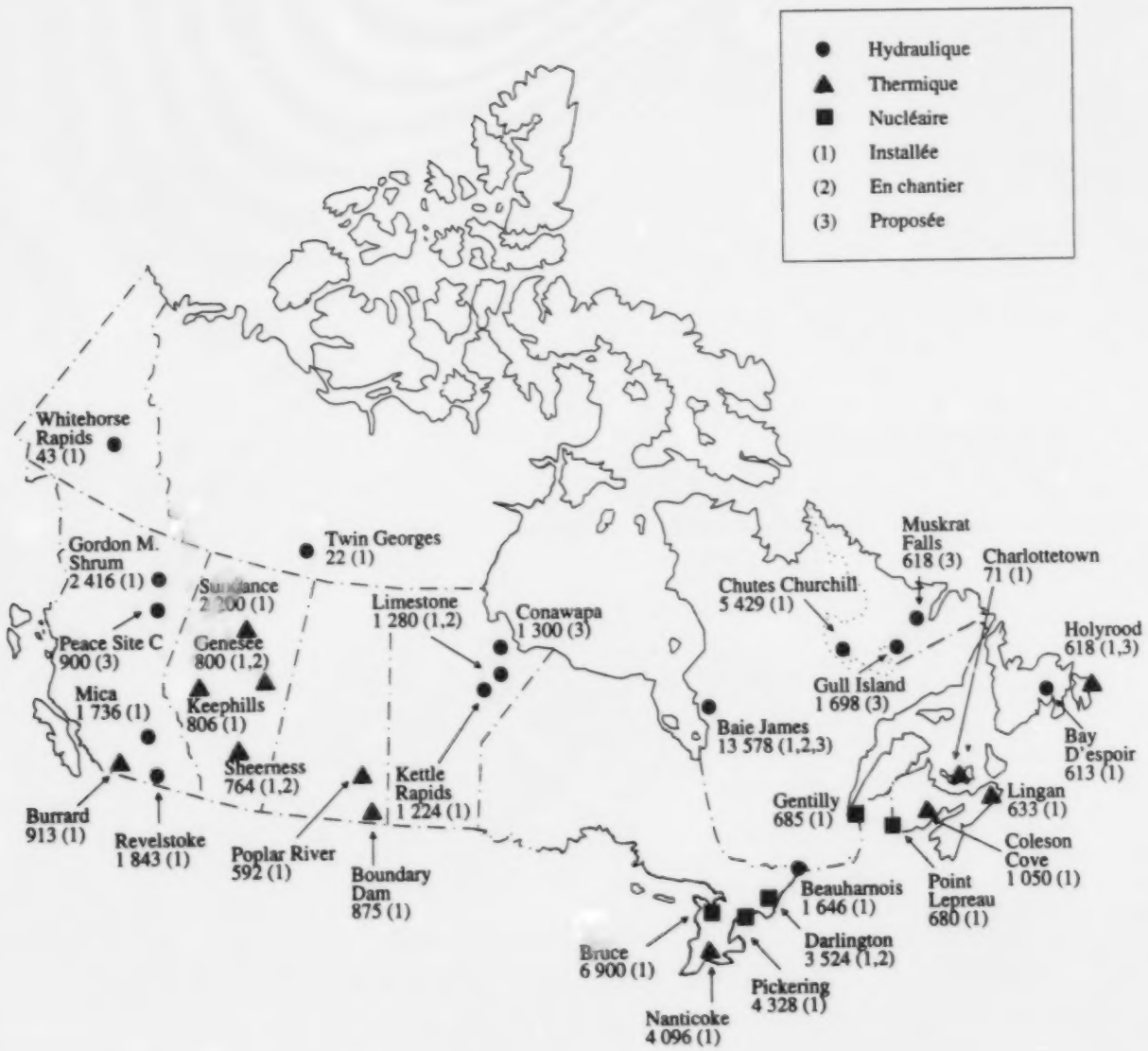
Origine	Production d'électricité					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1990	1991	1960-1991	1990-1991
			(GWh)			(%)	
Hydraulique	105 883	156 709	251 217	292 810	304 296	3,5	3,9
Thermique	8 495	47 045	80 207	104 121	104 776	8,4	0,6
Nucléaire*	-	969	35 882	68 837	80 123	-	16,4
Marémotrice**	-	-	-	26	32	-	23,1
Total	114 378	204 723	367 306	465 744	489 227	4,8	5,0

* *Mise en exploitation commerciale en 1968*

** *Mise en exploitation commerciale en 1984*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202, et Statistique de l'énergie électrique, Statistique Canada, catalogue mensuel 57-001

Figure 6.1. Répartition par province des principales centrales, 1991 (MW)



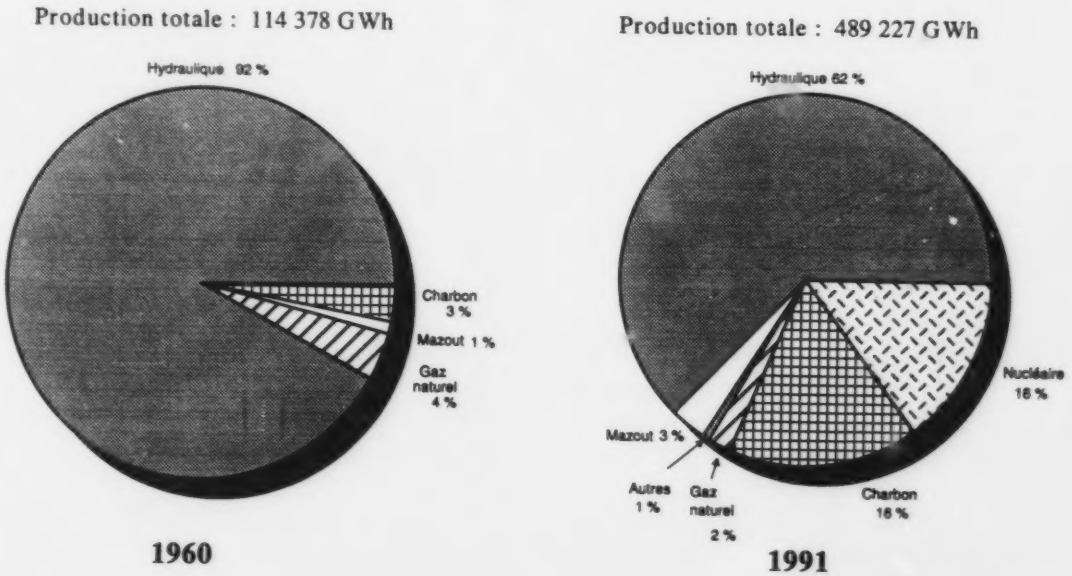
Au Canada, l'électronucléaire voit le jour lors de la mise en service, en 1962, de la centrale nucléaire Rolphton (Ontario) de 25 MW. En 1968, la centrale Douglas Point (Ontario) de 220 MW, propriété de L'Énergie atomique Canada ltée, entrait en fonction. Au cours des années 1970, l'électronucléaire s'est imposé comme une importante source d'électricité au Canada et, en 1975, elle représentait 4 % de la production totale. La puissance nucléaire provenait surtout des quatre unités de la centrale Pickering (Ontario) qui furent terminées entre 1971 et 1973. En 1980, le taux de pénétration de l'électronucléaire a atteint 10 % au pays avec l'entrée en service successive des quatres unités de la centrale Bruce (Ontario).

En 1985, l'apport de l'électronucléaire atteignait 13 % de la production totale du pays. Entre 1980 et 1985, sept nouvelles centrales nucléaires ont été mises en service : Gentilly 2, au Québec; Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick; et, en Ontario, les unités 5, 6 et 7 de la centrale Pickering, et les unités 5 et 6 de la centrale Bruce. Avec la mise en service en 1986, 1987 et 1990 des unités 8 de Pickering, 7 et 8 de Bruce, et 2 de Darlington, la part du nucléaire dans la production d'électricité totale du Canada s'est élevée à 16 % en 1991.

Jusqu'à présent, l'énergie marémotrice ne joue qu'un rôle marginal dans la production d'électricité au Canada, mais il est bon de savoir que l'usine marémotrice d'Annapolis (Nouvelle-Écosse), d'une capacité de 20 MW, est la première du genre en Amérique du Nord. Depuis sa mise en service en 1984, l'usine fonctionne sans problèmes majeurs bien qu'elle demande beaucoup plus d'entretien que les centrales hydrauliques classiques.

La production d'électricité au Canada a augmenté de 5 % en 1991 pour se situer à 489 227 GWh, après avoir diminué au cours des deux années précédentes. La hausse s'explique surtout par un volume d'exportations plus élevé vers les États-Unis et un raffermissement de la demande au Nouveau-Brunswick, au Québec, au Manitoba et en Alberta. En 1991, la production totale d'électricité au Canada était répartie comme suit : 464 613 GWh pour la

Figure 6.2. Production d'électricité par source d'énergie



consommation intérieure et 24 614 GWh à l'exportation. Au tableau 6.1 sont présentées les sources de production, et la figure 6.1 indique les principales centrales de chaque province.

Entre 1960 et 1991, l'apport de l'hydroélectricité a chuté de 92 % à 62 %. (Voir la figure 6.2.) De même, la production d'électricité à partir du gaz naturel était en régression : de 4 % en 1960, elle n'était plus que de 2 % en 1991 alors que la part du pétrole augmentait au cours de la même période, de 1 % à 3 %. Suite au premier choc pétrolier de 1973-1974, les services d'électricité se sont détournés du gaz naturel et du mazout pour la production d'électricité de base. Toutefois, tel que noté ci-dessus, la chute des prix du pétrole en 1986 a eu pour effet de rendre plus rentable la production d'électricité à partir de cette source.

La production nucléaire enregistrait les gains les plus spectaculaires, passant de zéro en 1960 à environ 16 % de la production totale d'électricité en 1991. Quant à la production à partir de charbon, sa part est passée de 3 % à 16 % durant la même période. C'est l'hydroélectricité qui en a fait les frais. Depuis 1960, sa part de la production totale a considérablement diminué du fait que la plupart des aménagements hydrauliques rentables du pays sont exploités et que l'uranium et le charbon sont relativement peu coûteux.

Au tableau 6.2, on trouve la production d'électricité par source d'énergie en 1991. À Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, plus de 94 % de la production d'électricité était d'origine hydraulique. En Alberta, près de 82 % de la production totale provenait de centrales au charbon. En Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, cette proportion atteignait 64 % et 60 %, respectivement. En Ontario, la production provenant de centrales nucléaires, hydrauliques et au charbon s'équilibre alors qu'au

Tableau 6.2. Production d'électricité par source d'énergie, 1991

	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autres	Total
				(GWh)			
T.-N.	0	1 523	0	0	35 445	0	36 968
Î.-P.-É.*	0	71	0	0	0	0	71
N.-É.	5 855	2 353	0	0	1 034	143	9 385
N.-B.	1 150	5 937	5 440	5 440	2 971	261	15 759
Qué.	0	504	3 910	3 910	137 867	0	142 281
Ont.	29 268	1 096	70 773	70 773	37 418	240	140 671
Man.	265	20	0	0	22 543	30	22 871
Sask.	8 644	18	0	0	4 205	176	13 576
Alb.	36 836	0	0	0	2 030	674	43 721
C.-B.	0	550	0	0	60 149	1 081	62 981
Yukon	0	55	0	0	410	0	465
T. N.-O.	0	222	0	0	256	0	478
Canada	82 018	12 349	80 123	80 123	304 328	2 605	489 227

** Î.-P.-É. détient une participation de 10 % dans l'unité 2 de la centrale au charbon Dalhousie au Nouveau-Brunswick.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Nouveau-Brunswick, la production provinciale provient à la fois de centrales nucléaires, hydrauliques, au charbon et au mazout.

L'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces à posséder des centrales nucléaires. En 1991, le taux de pénétration de l'électricité d'origine nucléaire était de 46 % en Ontario, de 32 % au Nouveau-Brunswick et de 3 % au Québec. Le gaz naturel, lui, est surtout utilisé par des industries qui s'auto-alimentent. À l'exception de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, les centrales au mazout fonctionnent surtout comme groupes de pointe.

LA PRODUCTION PAR PROVINCE

On trouvera au tableau 6.3 la ventilation par province de la production d'électricité entre 1960 et 1991 ainsi que les taux d'accroissement observés de 1990 à 1991 et au cours de la période 1960-1991. Pour ce qui est du taux d'accroissement annuel moyen, Terre-Neuve arrive au premier rang avec 10,9 %, résultat qu'il faut surtout attribuer à la mise en service complète de la centrale des chutes Churchill (5 429 MW) au Labrador en 1974. Plus de 90 % de l'électricité qui y est produite est destinée au Québec en vertu d'un contrat qui prend fin en 2041.

Entre 1960 et 1991, la production de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) a connu d'importantes fluctuations. L'Î.-P.-É. possède des centrales de dimensions relativement faibles dont l'exploitation est dispendieuse du fait qu'elles consomment du mazout. En 1977, une interconnexion lui permettant d'acheter de l'énergie au Nouveau-Brunswick a été mise en service. L'Î.-P.-É. a acquis en 1981 une participation de 10 % dans la centrale mixte (mazout/charbon) Dalhousie (N.-B.) de 200 MW. Grâce à ces deux mesures (interconnexion et propriété conjointe), l'Î.-P.-É. a eu moins souvent recours à ses propres centrales au mazout.

Tableau 6.3. Production d'électricité par parovince

	Production d'électricité					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1990	1991	1960-1991	1990-1991
			(GWh)			(%)	
T.-N.	1 512	4 854	46 374	36 585	36 968	10.9	1,1
Î.-P.-É.	79	250	127	81	71	-0.3	-12,3
N.-É.	1 814	3 511	6 868	9 430	9 385	5.4	-0,5
N.-B.	1 738	5 142	9 323	16 665	15 759	7.4	-5,4
Québec	50 433	75 877	97 917	135 458	142 281	3.4	5,0
Ontario	35 815	63 857	110 283	129 343	140 671	4.5	8,8
Manitoba	3 742	8 449	19 468	20 149	22 871	6.0	13,5
Sask.	2 204	6 011	9 204	13 540	13 576	6.0	0,3
Alb.	3 443	10 035	23 451	42 874	43 721	8.5	2,0
C.-B.	13 409	26 209	43 416	60 662	62 981	5.1	3,8
Yukon	89	224	381	485	465	5.5	-4,1
T. N.-O.	100	304	494	472	478	5.2	1,3
Canada	114 378	204 723	367 306	464 744	489 227	4.8	5,3

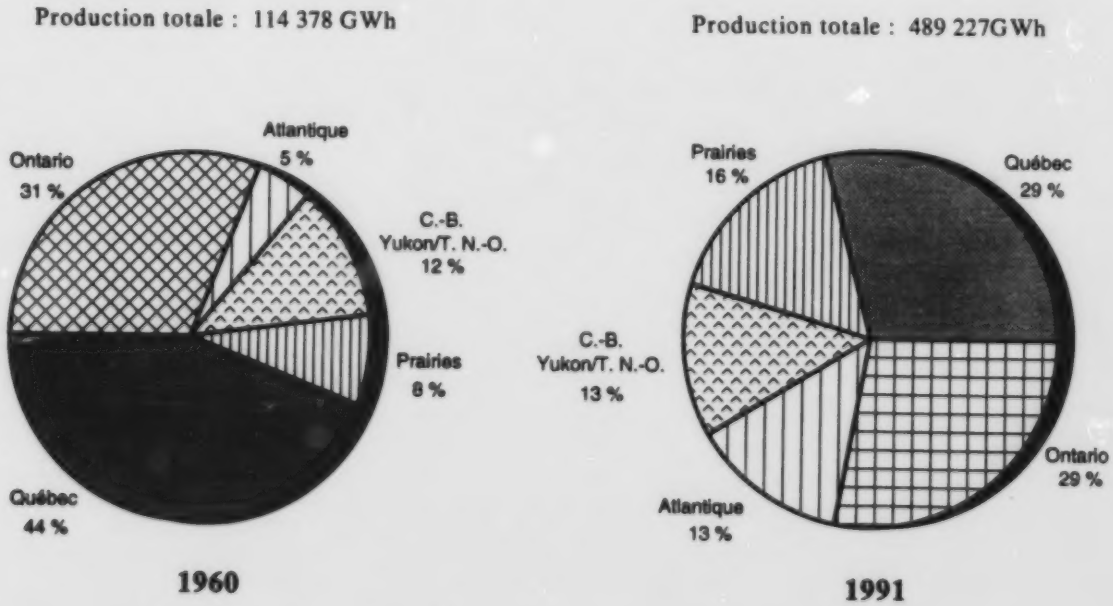
Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

Tableau 6.4. Combustibles utilisés pour produire de l'électricité au Canada

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1988	1989	1990	1991
Charbon (10^3 tonnes)	1 674	7 004	13 786	16 567	27 785	39 456	45 975	47 341	41 822	45 313
Mazout (10^3 mètres cubes)	328	871	1 869	2 309	2 867	1 391	2 615	4 410	3 888	3 161
Gaz naturel (10^6 mètres cubes)	1 069	1 679	1 992	4 009	1 875	1 223	3 628	5 247	3 084	2 239
Uranium (tonnes)	0	2	16	194	685	1 086	1 358	1 284	1 386	1 517

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 6.3. Production d'électricité par région



En 1991, la production d'électricité à l'Î.-P.-É., en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et au Yukon était en croissance négative. (Voir le tableau 6.3.) Toutefois, le Manitoba a augmenté considérablement sa production après la mise en service de quatre nouvelles unités de la centrale hydroélectrique Limestone.

À la figure 6.3 est illustrée la production d'électricité par région. Le Québec est le premier producteur canadien depuis 1960, mais sa part du total, en baisse, est passée de 44 % en 1960 à 29 % en 1991. L'Ontario occupait le deuxième rang, affichant elle aussi 29 % en 1991 contre 31 % en 1960. La Colombie-Britannique conserve le troisième rang avec 13 % de la production totale au Canada. Les taux d'accroissement de la production d'électricité pour Terre-Neuve, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta surpassaient tous ceux du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique au cours des années 1960 à 1991. Les parts de production d'électricité des provinces de l'Atlantique et de l'Ouest augmentent donc au détriment des trois premières provinces.

LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

En raison du développement rapide du parc de centrales au charbon au cours des années 1960 et 1970, la consommation de charbon était d'environ dix fois plus élevée en 1975 qu'en 1960; au cours de la décennie suivante, elle a plus que doublé. Toutefois, depuis quelques années, la quantité de charbon utilisée pour produire de l'électricité n'augmente plus aussi rapidement, une conséquence des préoccupations environnementales.

Pour ce qui est de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de mazout, elle a atteint un sommet entre le milieu

Tableau 6.5. Combustibles utilisés pour produire de l'électricité par province, 1991

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel (10^6 m^3)	Uranium (tonnes)
T.-N.	0	383 000	0	0
Î.-P.-É.	40	28 000	0	0
N.-É.	2 290	566 000	0	0
N.-B.	427	1 511 000	0	102
Qué.	0	177 594	0	74
Ont.	12 010	297 000	546	1 341
Man.	153	3 000	3	0
Sask.	7 555	3 500	149	0
Alb.	22 838	0	1 276	0
C.-B.	0	106 000	265	0
Yukon	0	15 096	0	0
T. N.-O.	0	71 000	0	0
Canada	45 313	3 161 190	2 239	1 517

Note : 1 M^3 mazout = 6,3 barils — *Un baril de mazout représente 5 800 000 BTU.*
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3 — *Un pied cube de gaz naturel représente 1 000 BTU.*
1 tonne = 1 000 kg — *Un gramme d'uranium représente 603 825 BTU.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

des années 1970 et 1980. Depuis lors, on observe un repli prononcé. Toutefois, suite à l'effondrement du cours mondial du pétrole en 1986, la situation s'est rétablie et il est de nouveau rentable pour les services d'électricité d'utiliser le mazout et le gaz naturel pour la production d'électricité. (Voir le tableau 6.4.) Grâce à la croissance de la capacité nucléaire depuis 1970, l'utilisation de l'uranium a augmenté radicalement au Canada, et particulièrement en Ontario.

En 1991, les provinces situées à l'ouest du Québec ont continué d'alimenter des turbines à gaz et des groupes diesel à même les réserves canadiennes de pétrole, surtout du pétrole brut léger et du diesel. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, du diesel canadien a été utilisé pour alimenter les groupes électrogènes desservant les petites collectivités éloignées. Mais le pétrole consommé au Québec et dans les provinces atlantiques provenait de l'étranger.

En 1991, près de 68 % du charbon consommé en Ontario était importé des États-Unis, le reste provenant de l'Ouest canadien. Le Manitoba était tributaire du charbon de la Saskatchewan, alors que l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick utilisaient leurs propres ressources de charbon. La Saskatchewan dépendait essentiellement de son propre charbon, mais en achetait également de l'Alberta.

Tableau 6.6. Émissions dues à la production d'électricité, 1991

	SO_2 (1 000 tonnes)	NO_X (1 000 tonnes)	CO_2 (1 000 tonnes)
Terre-Neuve	16	3	1 204
Île-du-Prince-Édouard	1	0	82
Nouvelle-Écosse	141	28	6 850
Nouveau-Brunswick	150	21	5 250
Québec	4	0	0
Ontario	167	56	27 900
Manitoba	2	2	426
Saskatchewan	77	34	10 363
Alberta	116	84	41 313
Colombie-Britannique	0	0	0
Yukon	0	0	0
Territoires du Nord-Ouest	0	0	66
Total des services d'électricité	674	228	93 454
Total canadien dû à la production d'énergie	1 070	1 690	429 000
Part des services d'électricité (%)	63	14	22

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET LES POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES

Comme l'indique le tableau 6.1, les centrales thermiques classiques ont généré 104 776 GWh, ce qui représente 21 % de la production totale d'électricité au Canada en 1991. Ces centrales ont utilisé une quantité impressionnante de combustibles fossiles : 45 millions de tonnes de charbon; 3,2 millions de mètres cubes de mazout; et, 2 239 millions de mètres cubes de gaz naturel. (Voir le tableau 6.5.)

Lorsqu'ils brûlent, ces combustibles laissent échapper du gaz carbonique, du bioxyde de soufre, de l'oxyde d'azote, etc. Les polluants émis lors de la production d'électricité sont présentés au tableau 6.6.

7. La capacité de production et la marge de réserve

Comme on le mentionnait au chapitre 6, le Canada a d'abord fait appel à des centrales thermiques. Toutefois, il devint vite évident que, pour répondre à la demande croissante, il était plus économique de produire de l'hydroélectricité. En 1920, le taux de pénétration de l'hydro-électricité en regard de la capacité de production totale atteignait 86 % et bondissait à 94 % en 1945. Depuis lors, il a peu à peu glissé pour atteindre environ 81 % en 1960, puis 58 % en 1991. (Voir le tableau 7.1.)

Plusieurs facteurs ont contribué au recul de l'apport de l'hydro-électricité au niveau de la capacité de production depuis la fin de la Deuxième Guerre mondiale. En 1945, la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés. De plus, de 1950 à 1974, le taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services d'électricité à construire des centrales thermiques au cours de cette période. Enfin, au début des années 1960, le Canada entreprit de mettre au point une nouvelle source d'énergie, l'électronucléaire, pour répondre à la demande future d'électricité.

ACCROISSEMENT DU PARC

À cause d'une réduction de la demande et des efforts consentis en matière d'économies d'énergie, le parc de centrales ne s'est pas beaucoup agrandi en 1991.

En octobre 1991, Hydro-Québec mettait en service, à la centrale Manic 5 PA, une unité d'une puissance nominale de 56 MW. Trois autres unités (3 x 317 MW) de la centrale La Grande 2A entraient également en service en 1991. D'autre part, le Manitoba procédait, entre mars et décembre 1991, à la mise en service des unités 4, 5, 6 et 7 de son aménagement hydro-électrique Limestone. De son côté, Nova Scotia Power effectuait, en octobre 1991, la mise en service de l'unité d'une puissance nominale de 150 MW à sa centrale au charbon de Trenton. Ces mises en services ont accru la capacité production en 1991 de 1 688 MW. Cette capacité additionelle se répartissait comme suit : 1 538 MW provenaient d'origine hydraulique et 150 MW du charbon. Par ailleurs, Ontario Hydro fermait, en 1991, une petite centrale hydroélectrique d'une puissance nominale de 4 MW. (Voir le tableau 7.1.)

Tableau 7.1. Capacité installée par source d'énergie, 1960-1991

Origine	Capacité installée					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1990	1991	1960-1991	1989-1991
			(MW)			(%)	
Hydraulique	18 643	28 298	47 770	58 701	60 235	3,9	2,6
Thermique	4 392	14 287	28 363	31 174	31 324	6,4	0,5
Nucléaire*	0	240	5 866	13 052	13 052	-	0,0
Marémotrice**	0	0	0	20	20	-	0,0
Total	23 035	42 825	81 999	102 947	104 631	5,0	1,6

** Exploitée commercialement depuis 1968*
*** Exploitée commercialement depuis 1984*

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

LA CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE ET PAR PROVINCE

Le tableau 7.2 présente la ventilation de la capacité installée par source d'énergie et par province en 1991. Bien que le taux de pénétration de l'hydroélectricité ait diminué, cette source d'énergie demeure la plus importante source d'électricité au Canada. En 1991, le taux de pénétration de l'hydroélectricité en regard de la capacité installée totale était de 58 % contre 81 % en 1960. (Voir la figure 7.1.)

Durant les années 1960 et au début des années 1970, le Québec possédait la plus grande capacité installée du Canada. Toutefois, depuis le milieu des années 1970, l'Ontario l'a devancé sur ce plan. En 1991, la capacité installée ontarienne représentait 31 % de la capacité totale du Canada, suivie de celle du Québec avec 29 % et de la Colombie-Britannique avec 12 %. Les réseaux électriques de ces trois provinces représentaient dans l'ensemble plus de 72 % de la capacité installée totale du Canada. De 1960 à 1991, ce sont les provinces de l'Atlantique qui ont le plus augmenté leur capacité : leur part était de 13 % en 1991 contre 5 % en 1960. Cette augmentation provient principalement de l'achèvement de la centrale des chutes Churchill au Labrador en 1974 qui a considérablement augmenté la capacité installée de Terre-Neuve. (Voir la figure 7.2.) Au tableau 7.3 est présentée la capacité installée par province pour la période de 1960-1991.

LES PRINCIPALES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DU CANADA

Le Canada est un chef de file mondial dans la construction de grandes centrales hydroélectriques. On trouve au tableau 7.4 les dix centrales les plus importantes au Canada en 1991. La centrale des chutes Churchill, la plus grande centrale canadienne avec ses 5 429 MW, est la sixième en importance au monde avec sa capacité de production actuelle. Située dans la région de la baie James au Québec, La Grande 2, la deuxième centrale hydroélectrique au Canada avec ses 5 328 MW, se classe septième au plan mondial, et La Grande 4, également au Québec, y occupe le quatorzième rang. En Colombie-

Tableau 7.2. Capacité installée par source et par province, 1991

	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total
				(MW)			
T.-N.	0	807	0	0	6 650	5	7 462
Î.-P.-É.	20	102	0	0	0	0	122
N.-É.	1 312	589	0	0	386	19	2 306
N.-B.	284	1 589	0	680	903	87	3 543
Qué.	0	1 090	8	685	28 091	5	29 879
Ont.	10 653	2 710	445	11 687	7 143	91	32 729
Man.	369	17	4	0	4 533	23	4 946
Sask.	1 532	24	432	0	836	22	2 846
Alb.	5 541	1	1 632	0	734	68	7 976
C.-B.	0	242	1 036	0	10 849	370	12 497
Yukon	0	49	0	0	77	0	126
T. N.-O.	0	126	20	0	53	0	199
Canada	19 711	7 346	3 577	13 052	60 255	690	104 631

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Britannique, la centrale Gordon M. Shrum et, au Québec, la centrale La Grande 3 se classent respectivement au 18e et au 21e rang parmi les plus grandes centrales hydroélectriques au monde en 1991[1].

Des dix plus grandes centrales canadiennes, cinq sont situées au Québec, principalement dans la région de la baie James, trois en Colombie-Britannique, et Terre-Neuve et l'Ontario en possèdent chacune une. Ces dix centrales ont une capacité installée totale de 25 932 MW et, en 1991, elles représentaient environ 43 % de la capacité hydroélectrique canadienne.

[1] *International Water Power and Dam Construction, juin 1992.*

LES PRINCIPALES CENTRALES THERMIQUES CLASSIQUES AU CANADA

Durant les années 1950 et au début des années 1960, les services d'électricité au Canada ont construit des centrales thermiques dont chaque unité avait une puissance nominale de 150 MW, bien que certaines d'entre elles pouvaient atteindre 300 MW. Depuis lors, suite aux progrès techniques, aux prix stables et peu élevés des combustibles fossiles, et à un fort accroissement de la demande d'électricité, certains services d'électricité en Ontario et en Alberta ont construit de plus grandes centrales thermiques. Par exemple, les unités des centrales au charbon Lambton et Nanticoke construites par Ontario Hydro ont une puissance nominale de 510 MW et de 512 MW respectivement, alors que la centrale au mazout Lennox possède quatre unités de 550 MW. Les services d'électricité albertains ont construit des centrales au charbon dont les unités ont une puissance nominale de 400 MW.

On trouve au tableau 7.5 la liste des dix plus grandes centrales thermiques au Canada en 1991. Sept des dix centrales utilisent le charbon comme combustible, deux le mazout et une le gaz

Tableau 7.3. Capacité installée par province, 1960-1991

	Capacité installée					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1990	1991	1960-1991	1990-1991
			(MW)			(%)	
T.-N.	314	1 248	7 195	7 462	7 462	10,8	0,0
Î.-P.-É.	37	77	118	122	122	3,9	0,0
N.-É.	507	931	2 029	2 156	2 306	5,0	7,0
N.-B.	402	1 201	2 795	3 543	3 543	7,3	0,0
Qué.	8 920	14 047	20 531	28 873	29 879	4,0	3,5
Ont.	7 109	13 700	25 796	32 733	32 729	5,0	0,0
Man.	1 043	1 794	4 142	4 414	4 946	5,1	12,1
Sask.	761	1 533	2 340	2 846	2 846	4,3	0,0
Alb.	915	2 674	5 807	7 976	7 976	7,2	0,0
C.-B.	2 963	5 473	10 525	12 497	12 497	4,8	0,0
Yukon	31	58	94	126	126	4,6	0,0
T. N.-O.	33	89	180	199	199	6,0	0,0
Canada	23 035	42 825	81 999*	102 947	104 631	5,0	1,6

**Inclut des données confidentielles non disponibles par province*

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202

naturel. Cinq des plus grandes centrales thermiques sont situées en Ontario où la densité de la population permet d'importantes économies d'échelle. Deux des centrales sont situées en Alberta, et le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique en ont chacune une. La capacité totale de ces centrales est de 17 780 MW, soit 59 % de la capacité installée thermique classique pour tout le Canada en 1991.

LES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA

Au début des années 1960, le Canada a entrepris de mettre au point l'électronucléaire comme nouvelle source d'énergie capable de répondre à la demande future d'électricité. En 1991, le Canada possédait et exploitait 19 réacteurs CANDU de 500 MW et plus, dont la capacité installée nette est de 12 748 MW. Ils sont tous situés en Ontario sauf les centrales Point Lepreau 1 au Nouveau-Brunswick et Gentilly 2 au Québec. Le tableau 7.6 indique les principales centrales électronucléaires au Canada, selon leur date de mise en service.

Les réacteurs CANDU (des réacteurs à eau lourde pressurisée) se sont révélés être parmi les meilleurs réacteurs nucléaires au monde au point de vue de la rentabilité, de la sécurité et de la performance. La figure 7.3 indique que, parmi la performance à vie de quatre types de réacteurs nucléaires, le CANDU possédait, au 31 décembre 1991, le facteur d'utilisation le plus élevé. Du point de vue de la performance à vie de réacteurs nucléaires de 500 MW et plus à travers le monde, les réacteurs CANDU du Canada comptent cinq des dix meilleurs réacteurs. (Voir la figure 7.4.)

LA CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE

Parce que les nouvelles installations de production doivent être planifiées et construites bien avant qu'on en ait besoin, les services d'électricité sont constamment aux prises avec la tâche difficile de prévoir la demande d'électricité. Si leurs planificateurs envisagent une période de croissance rapide dans le futur, alors de nouvelles

Figure 7.1. Capacité installée par source d'énergie

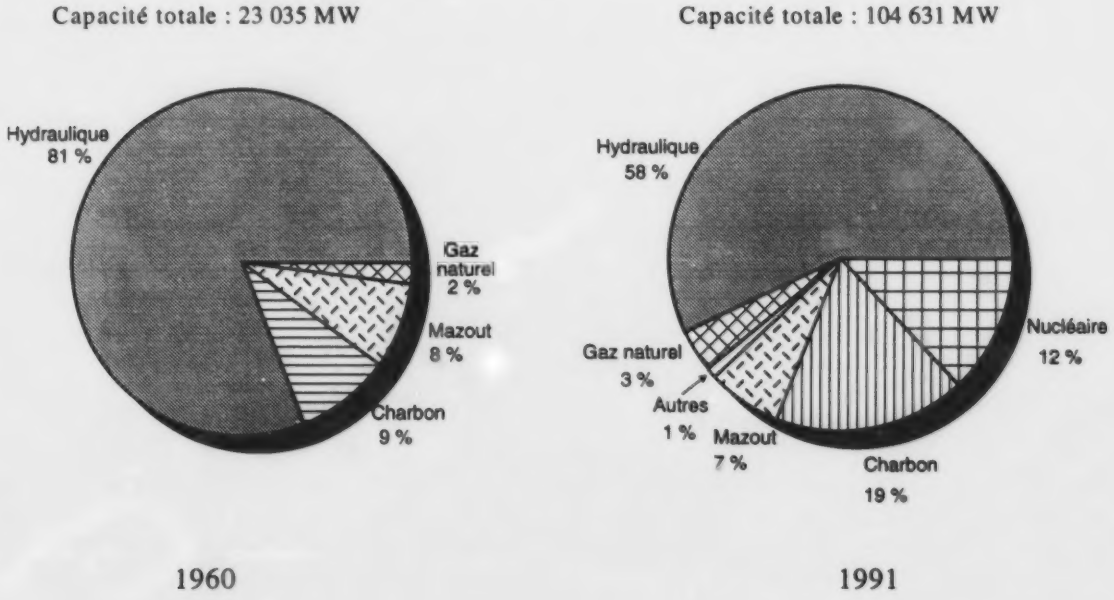
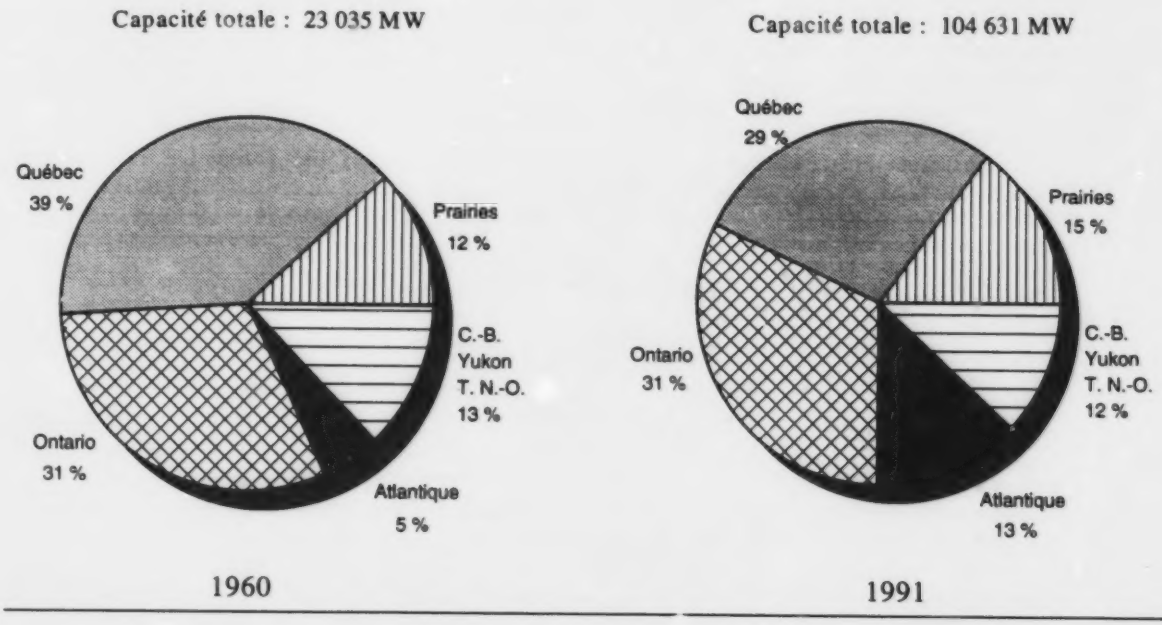


Figure 7.2. Capacité installée par région



centrales devront être construites afin de répondre à une demande accrue. Ainsi, lorsque de nouvelles centrales sont achevées et que la demande prévue ne se fait pas sentir, le service d'électricité posséde une capacité excédentaire. Par exemple, au début des années 1970, la construction de nouvelles centrales a été entreprise parce qu'on prévoyait le maintien d'une croissance rapide de la demande d'électricité. Lorsque la croissance de la demande a brusquement ralenti vers la fin de cette décennie, la capacité de certaines des centrales nouvellement construites est devenue excédentaire par rapport à la demande intérieure.

La productibilité, plutôt que la capacité de production, détermine la capacité excédentaire. La productibilité est la charge maximale de toutes les installations d'une province (ou du pays) durant une heure de demande de pointe. Elle peut différer de la valeur de puissance nominale affichée par la plaque signalétique de l'équipement.

Ces écarts peuvent être attribués à plusieurs facteurs dont (i) le niveau des eaux dans les réservoirs, ce qui a pour conséquence une plus grande hauteur de chute et une plus grande production que la puissance nominale de la plaque signalétique; (ii) l'impossibilité de coupler simultanément en mode connecté toutes les unités du réseau; ou, encore, (iii) une faible hydraulicité, la glace ou un équipement peu fiable, Tous ces facteurs peuvent avoir pour conséquence une productibilité au-dessous de la capacité.

LA MARGE DE RÉSERVE ACTUELLE

La marge de réserve d'un réseau est définie comme l'excédent de la productibilité (pour la demande intérieure) par rapport à la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur au cours de l'année, exprimé en pourcentage de cette charge de pointe ferme. Au tableau 7.7, on trouve la marge de réserve des dix provinces et des deux territoires pour 1991. Les services d'électricité du Yukon et

des Territoires du Nord-Ouest possèdent une marge de réserve élevée puisqu'ils ont besoin d'aménager des génératrices de plus dans les communautés éloignées qu'ils desservent. Les génératrices additionnelles permettent aux services d'électricité de fournir le service lorsque survient une défaillance du réseau.

LES RÉSERVES DE PUISSANCE REQUISES

Habituellement, un réseau réserve une certaine quantité de puissance (exprimée en pourcentage de la demande de

Tableau 7.4. Principales centrales hydroélectriques au Canada, 1991

Rang	Centrale	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Chutes Churchill	Terre-Neuve	5 429	1971
2	La Grande 2	Québec	5 328	1979
3	La Grande 4	Québec	2 651	1984
4	Gordon M. Shrum	C.-B.	2 416	1968
5	La Grande 3	Québec	2 304	1982
6	Revelstoke	C.-B.	1 843	1984
7	Mica	C.-B.	1 736	1976
8	Beauharnois	Québec	1 645	1932
9	Manic 5	Québec	1 292	1970
10	Sir Adam Beck 2	Ontario	1 288	1954

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206, 1990

Tableau 7.5. Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1991

Rang	Centrale	Combustible	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Nanticoke	charbon	Ontario	4 096	1973
2	Lakeview	charbon	Ontario	2 400	1962
3	Lennox	mazout	Ontario	2 200	1976
4	Sundance	charbon	Alberta	2 200	1970
5	Lambton	charbon	Ontario	2 040	1969
6	Richard L. Hearn	charbon	Ontario	1 200	1951
7	Coleson Cove	mazout	N.-B.	1 050	1976
8	Burrard	gaz naturel	C.-B.	913	1962
9	Boundary Dam	charbon	Sask.	875	1959
10	Keephills	charbon	Alberta	806	1983

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206, 1990

pointe) afin d'entretenir l'équipement, de planifier les interruptions et de répondre aux demandes de pointe à l'improviste. Cette puissance est appelée réserve de puissance requise et varie d'un service d'électricité à l'autre, selon les types de centrales d'un réseau particulier. À la colonne 4 du tableau 7.7, on retrouve les réserves de puissance requises pour chaque province et territoire pour 1991.

LA CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE NETTE

La capacité excédentaire nette est définie comme la marge de réserve moins les réserves de puissance requises. Le tableau 7.7. présente la capacité de production excédentaire nette par province et pour le Canada dans son ensemble en 1991. Toutes les provinces, sauf le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Alberta, n'avaient que de faibles capacités excédentaires nettes à la fin de 1991. La moyenne pondérée canadienne est d'environ 5 %.

LE POTENTIEL HYDROÉLECTRIQUE DU CANADA

Au Canada, il reste à ce jour un potentiel hydraulique considérable à mettre en valeur. (Voir le tableau 7.8 et l'annexe C.) Même si bien des sites ne seront jamais aménagés en raison de leur éloignement des centres de consommation, d'un relief peu propice ou de considérations d'ordre environnemental, on prévoit cependant que bon nombre d'entre eux seront mis en valeur au cours des 20 ou 25 prochaines années. C'est au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve, que l'on retrouve les rivières possédant la plupart des emplacements propices. L'énergie marémotrice offre des perspectives en Nouvelle-Écosse, au Québec et en Colombie-Britannique.

Tableau 7.6. Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1991

	Centrale	Province	Puissance nominale nette (MW)	Année de mise en service
1	Pickering A1	Ontario	515	1971
2	Pickering A2	Ontario	515	1971
3	Pickering A3	Ontario	515	1972
4	Pickering A4	Ontario	515	1973
5	Bruce A1	Ontario	769	1977
6	Bruce A2	Ontario	769	1977
7	Bruce A3	Ontario	769	1978
8	Bruce A4	Ontario	769	1979
9	Point Lepreau 1	N.-B.	635	1983
10	Pickering B5	Ontario	516	1983
11	Gentilly 2	Québec	638	1983
12	Pickering B6	Ontario	516	1984
13	Bruce B6	Ontario	837	1984
14	Pickering B7	Ontario	516	1985
15	Bruce B5	Ontario	860	1985
16	Pickering B8	Ontario	516	1986
17	Bruce B7	Ontario	860	1986
18	Bruce B8	Ontario	837	1987
19	Darlington 2	Ontario	881	1990

Source : Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 7.7. Capacité excédentaire au Canada, 1991

	Productibilité destinée à la demande intérieure (1)	Demande de pointe ferme intérieure (2)	Marge de réserve (3)= ((1)-(2)) / (2)	Réserves de puissance requises (4)*	Capacité excédentaire nette (5)= (3)-(4)
	(MW)		(%)		
T.-N.**	1 871	1 484	26	17	9
Î.-P.-É.	158	135	17	15	2
N.-É.	2 077	1 825	14	20	-6
N.-B.	2 869	2 627	9	20	-11
Québec	31 986	27 331	17	10	7
Ontario	30 869	23 752	30	24	6
Manitoba	4 287	3 524	22	15	7
Sask.	2 855	2 356	21	15	6
Alb.	7 739	6 509	19	22	-3
C.-B.	11 147	9 329	19	15	4
Yukon	128	82	56	19	37
T. N.-O.	192	107	79	30	49
Canada	96 178	79 061	22	17	5

* *Exprimées en pourcentage de la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur.*
** *N'inclut pas le Labrador.*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, Statistique Canada, catalogue 57-204

Tableau 7.8. Puissance hydroélectrique au Canada, 1991

Province ou territoire	Exploitée ou en chantier	Potentiel non aménagé		
		brut*	aménageable**	envisagé***
		(MW)		
Terre-Neuve	6 656	5 201	4 623	2 555
Î.-P.-É.	0	0	0	0
Nouvelle-Écosse	386	8 499	8 499	0
Nouveau-Brunswick	903	940	600	440
Québec	31 768	68 497	37 055	15 453
Ontario	7 796	12 385	12 385	4 024
Manitoba	4 932	8 360	5 260	5 260
Saskatchewan	836	2 189	935	870
Alberta	734	18 813	9 762	1 923
Colombie-Britannique	10 849	33 137	18 168	10 538
Yukon	77	18 583	13 701	350
Territoires du Nord-Ouest	53	9 229	9 201	2 473
Canada	64 990	185 833	120 189	43 886

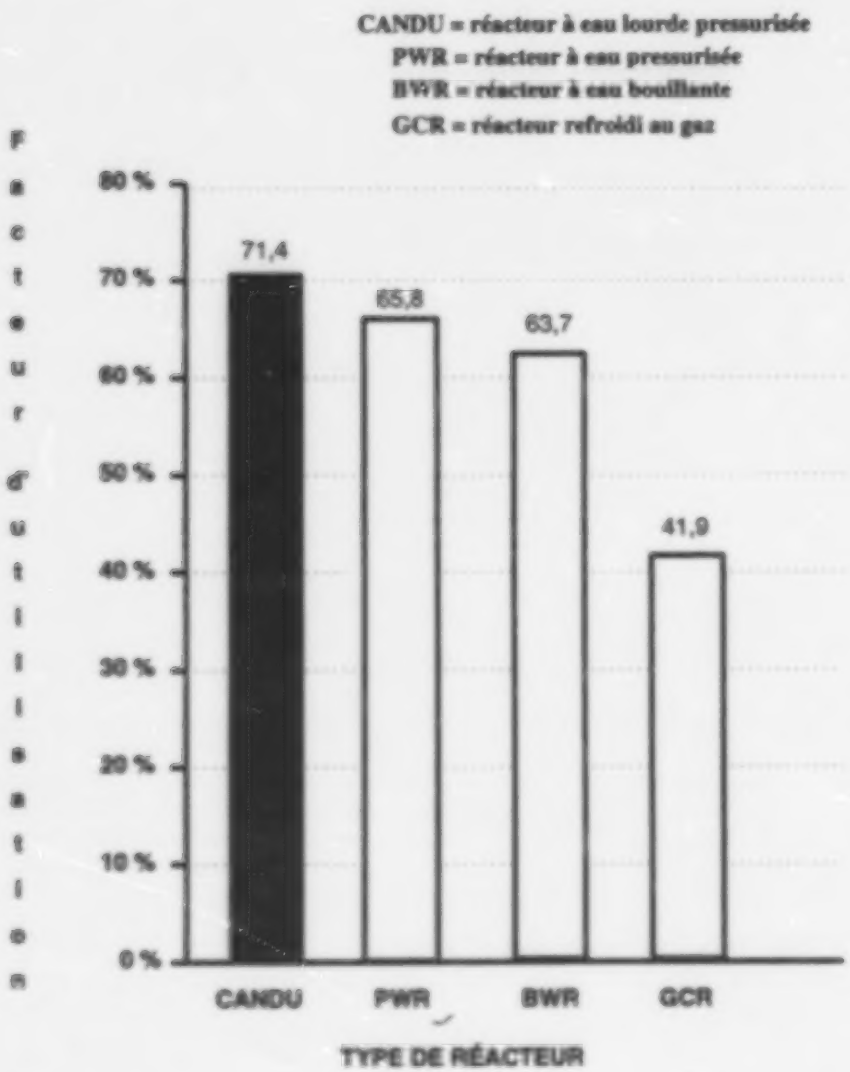
** Potentiel brut - Comprend l'ensemble des ressources hydroélectriques du Canada pouvant être mises en valeur nonobstant les contraintes d'ordre économique ou environnemental (exclut les centrales actuellement exploitées ou en chantier).*

*** Potentiel aménageable - Comprend le potentiel brut, moins les sites qui ne seront cependant jamais aménagés, en raison de considérations techniques.*

**** Potentiel envisagé - Comprend le potentiel aménageable, excluant les sites qui ne seront vraisemblablement jamais aménagés, en raison d'une rentabilité douteuse ou de considérations environnementales prépondérantes. Le potentiel envisagé regroupe les emplacements susceptibles d'être aménagés dans l'avenir.*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 7.3. Performance à vie des réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde selon leur type*

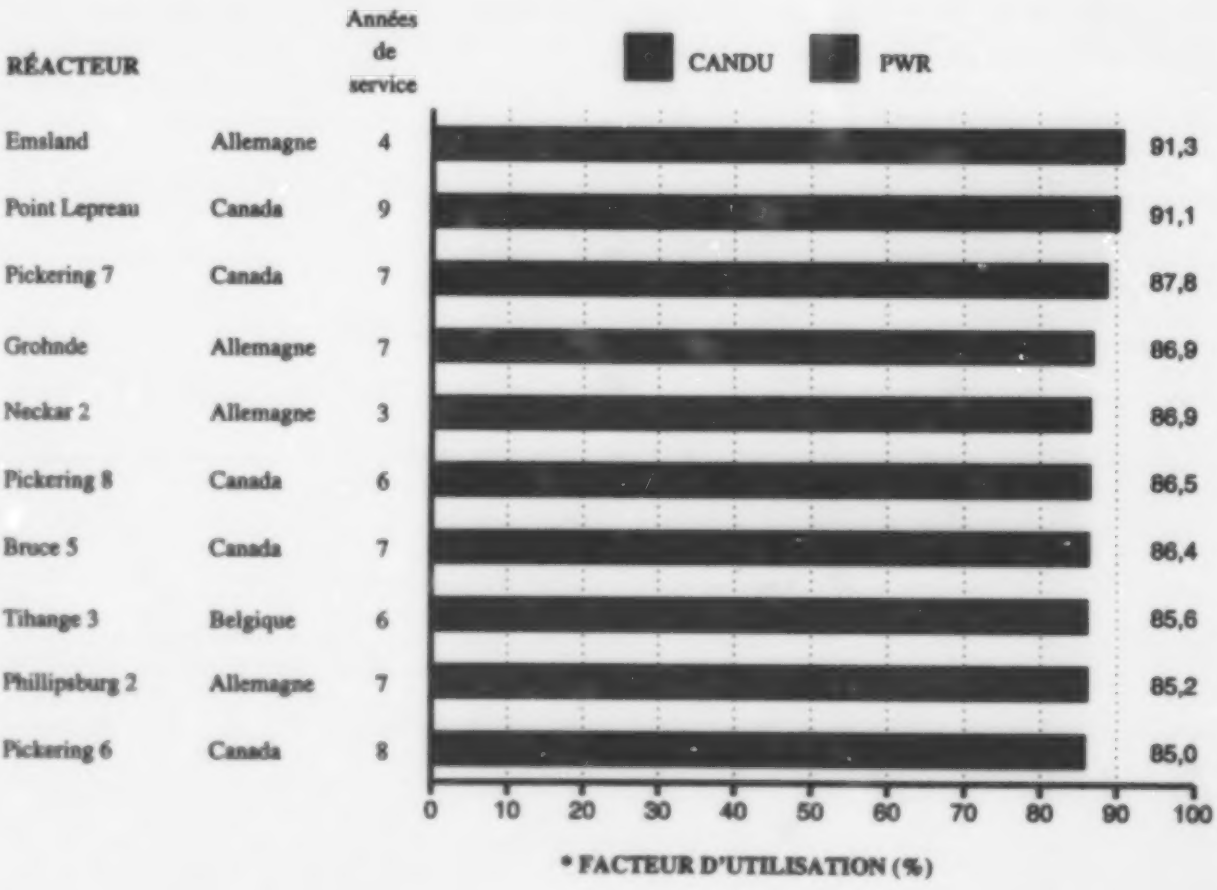


réacteurs > 500 MW

*Performance à vie au 31 décembre 1991

Sources : World Nuclear Industry Handbook 1992 et L'Énergie atomique du Canada ltée

Figure 7.4. Performance à vie de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde au 31 décembre 1991
(réacteurs > 500 MW)



* *Facteur d'utilisation* = $\frac{\textit{production réelle}}{\textit{production idéale}}$

Source : Nuclear Engineering International, avril 1992

8. Le commerce de l'électricité

LE COMMERCE INTERNATIONAL

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis remonte au début du siècle. En effet, c'est en 1901 que la première ligne de transport de l'électricité entre le Canada et les États-Unis a été construite à Niagara Falls. Grâce à cette interconnexion, le Canada put commencer à vendre son abondante hydroélectricité à son voisin du Sud. Le commerce de l'électricité entre les deux pays s'effectue donc sous la bonne augure de cette première connexion qui a créé, dès le départ entre le Canada et les États-Unis, un climat favorable à la coopération et à la coordination internationales. Depuis 1921, en quantité, le commerce de l'électricité est à l'avantage du Canada. Plus particulièrement, les exportations nettes vers les États-Unis ont considérablement augmenté à compter des années 1970 pour culminer en 1987, car les coûts de production des centrales thermiques américaines étaient très élevés.

En 1988, les exportations d'électricité vers les États-Unis ont commencé à fléchir, en quantité et en valeur, à cause de la faible hydraulicité et de l'accroissement de la demande intérieure au Canada. Cette tendance à la baisse s'est maintenue en 1989 et en 1990. Toutefois, le commerce de l'électricité s'est rétabli en 1991. Ainsi, une augmentation des exportations d'énergie interruptible conjuguées à une baisse des importations (à l'exception du troc) a produit des exportations nettes de 17 923 GWh en 1991, contre 951 GWh en 1990. Les recettes tirées des exportations ont elles aussi considérablement augmenté pour atteindre 487 millions de dollars en 1991, contre des dépenses nettes de 9 millions de dollars en 1990.

Les exportations augmentaient de 20 % en 1991, soit 19 828 GWh, alors que les importations des États-Unis fléchissaient de 88 %

Tableau 8.1. Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1991

	Exportations* (GW.h) (1)	Exportations exprimées en % de la production nette (2)	Recettes d'exportation (millions $) (3)	Importations* (GWh) (4)	Importations exprimées en % du total des approvisionnements** (5)	Coûts des importations (millions $) (6)	Exportations nettes GWh (7)= (1)-(4)	Exportations nettes millions $ (8)= (3)-(6)
1960	5 496	4,8	14	357	0,3	1	5 139	13
1965	3 684	2,6	8	3 575	2,5	3	109	5
1970	5 631	2,8	32	3 245	1,6	9	2 386	23
1975	11 409	4,2	104	3 972	1,5	3	7 819	102
1980	28 224	7,7	773	168	0,1	3	28 056	791
1985	41 441	9,3	1 425	231	0,1	9	41 210	1 416
1987	45 359	9,4	1 211	536	0,1	12	44 823	1 199
1988	29 729	6,1	880	2 853	0,6	63	26 876	817
1989	18 462	3,8	661	8 747	1,9	292	9 715	369
1990	16 494	3,5	547	15 543	3,5	556	951	(9)
1991	19 828	4,1	558	1 905	0,4	71	17 923	487

* *Avant 1977, les exportations et les importations comprennent les échanges.*

** *Le total des approvisionnements est l'électricité totale destinée à la consommation canadienne.*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

à 1 905 GWh. Les exportations représentaient 4,1 % de la production totale canadienne d'électricité en 1991, en hausse de 3,5 % par rapport à 1990. (Voir le tableau 8.1.)

Les événements qui se sont déroulés en Ontario sont en grande partie responsables du rétablissement de la balance commerciale de l'électricité. En 1990, Ontario Hydro a réduit la production d'électricité de ses centrales au charbon et, pour se conformer aux normes provinciales relatives aux émissions de gaz acides, a fait davantage appel aux services d'électricité voisins pour combler ses besoins en électricité.

Tableau 8.2. Provinces : part des exportations totales, 1960-1991*

Année	N.-B.	Qué.	Ont.	Man.	Sask.	C.-B.	Canada
1960	3,0	10,4	86,6	0,0	0,0	0,0	100,0
1965	6,4	1,3	84,0	0,0	0,0	8,3	100,0
1970	13,4	0,9	63,9	5,2	0,0	16,6	100,0
1975	14,2	8,0	42,5	10,3	0,0	25,0	100,0
1980	13,8	28,7	40,5	11,8	0,0	5,2	100,0
1985	14,8	23,1	22,5	13,6	0,3	25,7	100,0
1989	24,1	30,9	14,7	6,6	0,1	23,6	100,0
1990	25,4	30,9	4,5	11,7	0,3	27,2	100,0
1991	15,6	29,2	11,7	16,7	0,3	26,6	100,0

** Troc exclu*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.3. Exportations de puissance [illegible]e et d'énergie interruptible, 1991*

	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
	(GWh)		(%)	
Nouveau-Brunswick	2 238	848	73	27
Québec	4 405	1 379	76	24
Ontario	234	2 080	10	90
Manitoba	812	2 503	25	75
Saskatchewan	0	59	0	100
Colombie-Britannique	1 099	4 170	21	79
Canada	8 789	11 039	44	56

** À l'exclusion des échanges*

Source : Office national de l'énergie

Toutefois, la faible croissance de sa charge en 1991 ainsi que l'installation d'équipement destiné au traitement des gaz résiduels dans ses principales centrales au charbon, ont permis à Ontario Hydro de remettre en vigueur sa politique d'achat de puissance à des fins uniquement économiques. Les exportations ontariennes d'énergie interruptible ont atteint 2 080 GWh, soit plus de quatre fois leur niveau de 1990. Les importations ontariennes d'électricité des États-Unis ont chuté de 92 %.

L'augmentation des exportations d'électricité provient aussi de l'amélioration de l'hydraulicité en Colombie-Britannique et au Québec ainsi que de l'ajout de sept unités à la centrale Limestone d'Hydro-Manitoba à la fin de 1990 et en 1991. Les ventes d'énergie interruptible ont considérablement augmenté au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique. Hydro-Manitoba a également augmenté ses ventes de puissance garantie aux États-Unis.

Les exportations d'énergie interruptible et de puissance garantie du Nouveau-Brunswick ont fléchi en 1991, car les ventes au Maine et au Massachussets étaient à la baisse suite à la renégociation des contrats avec les services d'électricité de ces deux états. Une faible croissance économique, le développement accéléré de la production indépendante d'électricité et le succès des programmes d'efficacité énergétique mis en oeuvre dans le Nord-Est américain ont eu pour effet de réduire la demande américaine pour l'électricité du Nouveau-Brunswick.

Au tableau 8.2 est indiquée, pour chaque province, la part des exportations d'électricité de 1960 à 1991. Le tableau 8.3 présente les exportations provinciales de puissance garantie et d'énergie interruptible vers les États-Unis, et au tableau 8.4 sont réparties les exportations vers les États-Unis par type de transaction pour la période allant de 1960 à 1991. Les exporations de puissance garantie représentaient 44 % des exportations canadiennes totales en 1991. La part des exporations de puissance garantie se situait dans une fourchette comprise entre 0 % pour la Saskatchewan à 76 % pour le Québec. Toutes les provinces, sauf le Nouveau-Brunswick et le Manitoba, ont connu une baisse de leurs

Tableau 8.4. Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1991

	Quantité (GWh)		Recettes (millions $)		Quantités : part du total (%)		Part des recettes (%)	
	Garantie*	Interruptible**	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
1960	1 040	4 456	4 328	10 023	19	81	30	70
1965	635	3 049	4 261	3 322	17	83	56	44
1970	984	4 648	6 828	25 309	18	82	21	79
1975	2 375	9 034	20 382	84 488	21	79	19	81
1980	7 232	20 992	156 731	636 760	26	74	20	80
1985	12 305	29 1365	547 109	877 657	30	70	38	62
1990	8 701	7 794	346 513	200 147	53	47	63	37
1991	8 789	11 039	310 049	247 484	44	56	56	44

** L'électricité destinée en tous temps durant la période de vente spécifiée à l'entente.*

*** L'énergie disponible en vertu d'une entente qui prévoit la réduction ou l'arrêt de la livraison au choix du fournisseur.*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

exportations de puissance garantie en 1991. La part des recettes des exportations de puissance garantie s'élevait à 56 % en 1991. Au cours des 30 dernières années, la part des exportations d'énergie garantie variait de 14 % à 53 %, alors que celle des exportations d'énergie interruptible se situait dans une fourchette comprise entre 47 % et 86 %.

Les recettes moyennes provenant de l'exportation d'électricité pendant la période allant de 1960 à 1990 figurent au tableau 8.5. Le tableau met en lumière le fait que les exportations garanties commandent en général des prix plus élevés que les transactions interruptibles, sauf pour les années 1974-1975 et 1979-1981.

Les exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible ont toutes deux fléchi en 1991. Les recettes moyennes de puissance garantie ont chuté de 11 % pour atteindre 35,3 mils/kWh en 1991, contre 39,8 mils/kWh en 1990. Quant aux recettes des exportations interruptibles, elles ont chuté de 13 %, soit de 25,7 mils/kWh en 1990 à 22,4 mils/kWh en 1991.

Les exportations provinciales, les recettes et les recettes moyennes de 1990 et 1991 figurent au tableau 8.6. En 1991, les recettes moyennes provenant des exportations ont beaucoup varié d'une province à l'autre. Les recettes moyennes les plus élevées (47,1 mills/kWh) ont été enregistrées au Nouveau-Brunswick et les plus faibles (11,7 mills/kWh), en Saskatchewan. Cette fluctuation s'explique par la nature des exportations, les coûts de production des services exportateurs et les solutions de rechange à la portée des importateurs. Les recettes moyennes des six provinces exportatrices ont toutes fléchi en 1991.

Tableau 8.5. Prix moyen des exportations, 1960-1991

Année	Garantie	Interruptible	Total
		(mils/kWh)	
1960	4,2	2,3	2,6
1965	6,7	1,1	2,1
1970	6,9	5,5	5,7
1975	8,6	9,4	9,2
1980	21,7	30,3	28,1
1985	44,5	30,1	34,4
1989	41,9	30,8	35,8
1990	39,8	25,7	33,1
1991	35,3	22,4	28,1

Source : L'énergie électrique au Canada, 1990, Table 8.2.

Comme l'indique le tableau 8.7, les recettes tirées des exportations de puissance garantie ont fléchi dans toutes les provinces sauf en Colombie-Britannique, alors que les recettes moyennes provenant des exportations d'énergie interruptible ont chuté pour toutes les provinces sans exception. Le Nouveau-Brunswick était en tête pour ce qui est des recettes moyennes tirées des exportations de puissance garantie. L'avantage du Nouveau-Brunswick sur les autres provinces s'explique par le fait que son marché exportateur, soit la Nouvelle-Angleterre, a recours à sur des centrales au mazout pour la production d'électricité.

Le tableau 8.8 donne un aperçu des sources utilisées pour produire l'électricité exportée aux États-Unis entre 1975 et 1991. L'hydroélectricité demeure la source privilégiée, représentant plus de 72 % des exportations totales en 1991. Par ailleurs, l'électronucléaire compte pour une part significative des exportations d'électricité depuis 1983.

Dans le passé, les services d'électricité avaient rarement recours au gaz naturel pour produire de l'électricité à des fins d'exportation. Cependant, en 1989, B.C. Hydro remettait en service sa centrale au gaz naturel Burrard afin de pallier la production réduite d'électricité due à la faible hydraulicité dans la province. Depuis cette date, l'hydraulicité de la province s'est rétablie et ses exportations d'électricité tirées du gaz naturel sont à la baisse.

Tableau 8.6. Exportations d'électricité et recettes par province, 1990-1991*

	Quantité (GWh)			Recettes (millions de $)			Recettes moyennes (mils/kWh)		
	1990	1991	% Variation	1990	1991	% Variation	1990	1991	% Variation
N.-B.	4 185	3 086	-26	198,6	145,41	-27	47,5	47,1	-1
Qué.	5 098	5 784	13	180,0	169,51	-6	35,3	29,3	-17
Ont.	738	2 314	213	25,1	65,21	160	34,0	28,2	-17
Man.	1 932	3 316	72	33,9	57,31	69	17,5	17,3	-1
Sask.	60	59	-2	0,7	0,69	-8	12,3	11,7	-5
C.-B.	4 481	5 269	18	108,3	119,4	10	24,2	22,7	-6
Canada	16 494	19 828	20	546,6	557,5	2	33,1	28,1	-15

* *Troc exclu*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.7. Comparaison des recettes moyennes des ventes à l'exportation par province, 1990 et 1991

	Garantie		Interruptible	
	1990	1991	1990	1991
	(mils/kWh)			
Nouveau-Brunswick	54,6	53,3	37,9	30,9
Québec	35,6	30,2	31,8	26,4
Ontario	40,1	30,2	31,1	27,9
Manitoba	29,7	22,4	15,6	15,6
Saskatchewan	-	-	12,5	11,7
Colombie-Britannique	28,2	29,5	22,8	20,9
Canada	39,8	35,3	25,7	22,4

Source : « Canada-U.S. Electricity Trade Report », Énergie, Mines et Ressources Canada

Le tableau 8.9 fournit, par province, des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1991. Ainsi, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, cette énergie provenait presque exclusivement de centrales hydroélectriques. Les centrales au charbon ont produit toute l'énergie exportée par la Saskatchewan et la majorité de celle de l'Ontario. Au Nouveau-Brunswick, les centrales nucléaires ont produit 70 % des exportations d'électricité de la province durant l'année alors que la majorité de ses exportations d'électricité produite par ses centrales au mazout l'a été grâce à du pétrole importé.

Au tableau 8.10 figure un résumé des marchés d'exportation aux États-Unis. La Nouvelle-Angleterre demeure le débouché le plus important des services exportateurs canadiens, tant au plan des recettes qu'au plan de la quantité. New York était également un client sérieux. Ensemble ces deux régions ont importé 56 % de l'électricité canadienne et ont fourni 67 % des recettes tirées des exportations en 1991. La Californie est le troisième meilleur client des services d'électricité canadiens. Sa part des recettes représentait 14 % des recettes totales en 1991. Le Centre-Ouest, principalement le Minnesota, a également augmenté sa part des exportations et des recettes de services canadiens, de 18 % et de 11 % respectivement. Les exportations vers le Nord-Ouest américain de la Côte du Pacifique représentaient environ 8 % des recettes totales canadiennes en 1991. Les exportations vers l'État du Michigan, autrefois un important débouché, ont chuté à moins de 1 %, suite aux faibles exportations d'Ontario Hydro ainsi qu'à l'accroissement du parc de centrales de cet état.

Le taux de pénétration de l'électricité canadienne au regard de la demande totale des États-Unis a chuté, passant de 1 % en 1988 à 0,6 % en 1990, pour remonter légèrement à 0,7 % en 1991. Toutefois,

Tableau 8.9. Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1991

	Hydraulique	Charbon importé	Mazout importé	Charbon/Mazout canadiens	Nucléaire	Gaz naturel	Total
				(GWh)			
1975	5 724	4 838	494	353	0	-	11 409
1976	6 973	4 323	1 206	302	0	-	12 804
1977	7 926	8 514	2 961	555	0	-	19 957
1978	7 290	10 476	2 260	411	0	-	20 437
1979	15 213	11 587	3 354	128	177	-	30 458
1980	14 135	10 599	2 867	593	30	-	28 224
1981	21 182	10 901	1 940	665	42	-	34 730
1982	20 114	10 315	1 959	502	96	-	32 986
1983	21 978	11 704	1 201	519	1 856	-	37 258
1984	22 807	10 582	1 552	711	1 911	-	37 563
1985	28 836	8 245	1 157	956	2 247	-	41 441
1986	25 727	5 389	846	825	2 484	-	35 271
1987	34 065	7 575	1 270	408	2 041	-	45 359
1988	19 621	4 531	1 393	2 033	2 151	-	29 729
1989	9 054	1 452	1 089	2 214	2 032	2 621	18 462
1990	11 299	266	885	1 244	2 054	796	16 494
1991	14 415	1 546	610	697	2 172	388	19 828

Source : Données compilées d'après les statistiques de l'Office national de l'énergie

l'importance des exportations canadiennes varie d'une région à l'autre : en 1991, leur part de la consommation totale était de 7 % en Nouvelle-Angleterre, de 3 % dans le Centre-Ouest, de 2 % à New-York et de 1 % respectivement pour le Nord-Ouest américain de la Côte du Pacifique, la Californie et le sud du Nevada.

LE POIDS DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ DANS L'ÉCONOMIE

L'électricité est un volet important du commerce extérieur du Canada. Bien qu'en 1991, les recettes tirées des exportations totales d'électricité ne représentaient que 0,4 % des marchandises exportées et 3,4 % des exportations totales d'énergie, les recettes nettes provenant des exportations d'électricité représentaient 6,6 % de la balance commerciale du Canada et 5,2 % de la balance de son commerce énergétique. Au tableau 8.11 figure la ventilation du commerce énergétique par source au cours de la période 1975-1991.

LE COMMERCE INTERPROVINCIAL

Le tableau 8.12 donne un aperçu des échanges interprovinciaux annuels entre 1960 et 1991. Lorsque la centrale hydro-électrique des chutes Churchill est entrée en service en 1972, le volume du commerce interprovincial a fait un bond car Terre-Neuve était tenu par contrat de vendre la quasi-totalité de la production au Québec. Les échanges interprovinciaux d'électricité ont atteint un point culminant en 1975, année au cours de laquelle ils représentaient environ 18 % de la production canadienne totale. Depuis lors, les échanges sont en baisse, si bien qu'en 1991, ils ne correspondent plus qu'à 38 530 GWh soit environ 7,9 % de la production totale.

Au tableau 8.13 figure un résumé des échanges interprovinciaux pour la période s'échelonnant de 1982 à 1991. On retrouve à la figure 8.1 et au tableau A5 de l'annexe A des précisions sur la répartition par province des exportations et des importations.

Tableau 8.9. Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1991

	Gaz naturel	Mazout	Charbon	Nucléaire	Hydraulique	Autre*	Total	Énergie exportée
				(%)				(GWh)
Nouveau-Brunswick	-	23	4	70	3	1	100	3 086
Québec	-	-	-	-	100	-	100	5 784
Ontario	-	6	74	15	2	2	100	2 314
Manitoba	-	-	1	-	95	4	100	3 316
Saskatchewan	-	-	100	-	-	-	100	59
Colombie-Britannique	7	-	7	-	86	-	100	5 269
Canada	2	3	11	11	72	1	100	19 828

**Fait allusion à des importations d'électricité en provenance des États-Unis qui sont par la suite exportées.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.10. Province exportatrices et marchés importateurs, 1991*

Province exportatrice	Marché importateur	Quantité (MWh)	Recettes (millions de $)
Nouveau-Brunswick	Maine	1 244 729	47 462
	Massachusetts	1 668 470	89 488
Québec	Maine	498	34
	Vermont	1 459 553	56 685
	Nouvelle-Angleterre (NEPOOL)**	3 222 945	72 026
	New York	1 088 724	34 463
Ontario	Vermont	23 212	1 858
	New York	2 183 376	60 965
	Michigan	107 609	2 347
Manitoba	Minnesota	3 118 648	53 193
	Dakota du Nord	194 897	4 063
Saskatchewan	Dakota du Nord	58 646	685
Colombie-Britannique	Washington	739 200	18 196
	Oregon	1 322 963	24 177
	Idaho	144 321	1 840
	Montana	25 432	271
	Californie	3 028 885	74 716
	Nevada	7 950	140
	Alaska	55	5
Canada	États-Unis	19 640 112	542 614

* *Troc inclus*

** *Le NEPOOL (New England Power Pool) coordonne la distribution de l'énergie électrique à ses services membres au New Hampshire, au Maine, au Vermont, au Massachusetts, au Connecticut et au Rhode Island.*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.11. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1975-1991

	Mazout	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Énergie totale
			(millions $)			
1975						
Exportations	3 684	1 092	483	104	133	5 496
Importations	3 508	8	643	13	12	4 184
Balance	176	1 084	-160	91	121	1 312
1980						
Exportations	5 352	3 984	824	773	870	11 803
Importations	7 545	0	882	3	17	8 447
Balance	-2 193	3 984	-58	770	853	3 356
1985						
Exportations	9 379	4 011	2 041	1 425	825	17 681
Importations	5 315	0	1 077	8	28	6 428
Balance	4 064	4 011	964	1 417	797	11 253
1987						
Exportations	7 029	2 527	1 696	1 200	886	13 338
Importations	4 809	0	843	9	18	5 679
Balance	2 220	2 527	853	1 191	868	7 659
1988						
Exportations	6 338	2 954	2 063	881	585	12 821
Importations	4 341	0	828	63	75	5 307
Balance	1 997	2 954	1 235	818	510	7 514
1989						
Exportations	6 723	3 017	2 201	659	456	13 056
Importations	5 408	0	777	297	109	6 591
Balance	1 315	3 017	1 424	362	347	6 465
1990						
Exportations	9 298	3 280	2 276	539	315	15 708
Importations	7 384	0	684	568	105	8 741
Balance	1 914	3 280	1 592	-29	210	6 967
1991						
Exportations	9 607	3 512	2 206	554	290	16 169
Importations	6 104	33	523	71	62	6 793
Balance	3 503	3 479	1 683	483	228	9 376

Sources : Statistique Canada, Exportations par marchandise, catalogue 65-004 et Importations par marchandise, catalogue 65-007

Tableau 8.12. Échanges interprovinciaux annuels d'électricité, 1960-1991

Année	Production canadienne totale (GWh)	Quantités livrées à d'autres provinces (GWh)		Rapport en % entre les échanges interprovinciaux et la production totale	
		avec les chutes Churchill*	sans les chutes Churchill	avec les chutes Churchill	sans les chutes Churchill
1960	114 378	7 108	7 108	6,2	6,2
1965	144 274	6 230	6 230	4,3	4,3
1970	204 723	8 137	8 137	4,0	4,0
1975	273 392	49 198	19 684	18,0	7,2
1980	367 306	52 709	14 965	14,4	4,1
1985	446 413	51 663	19 917	11,6	4,5
1989	482 158	36 176	11 809	7,5	2,4
1990	465 967	37 499	11 335	8,0	2,4
1991	489 227	38 530	12 164	7,9	2,5

* *Le projet des chutes Churchill a été achevé en 1974 (son activité avait débuté en 1971). Plus de 90 % de l'énergie que la centrale produit est destinée au Québec en vertu d'un contrat qui prend fin en 2041.*

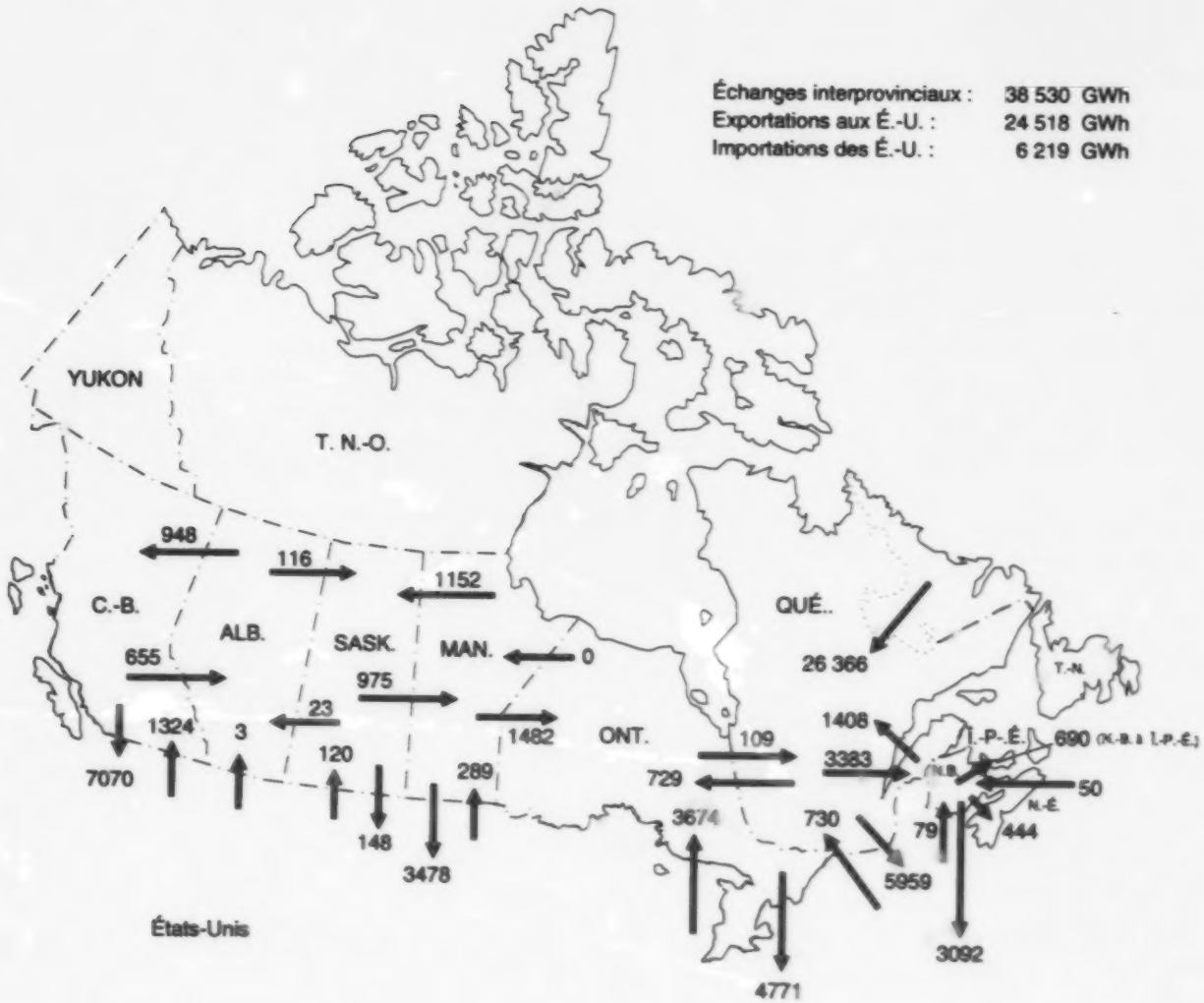
Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.13. Échanges interprovinciaux selon la destination, 1982-1991

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
	(GWh)									
Terre-Neuve au Québec	35 779	31 229	36 012	31 836	30 695	30 393	30 727	24 367	26 164	26 366
N.-É. au N.-B.	133	121	271	190	71	82	166	341	116	50
N.-B. à la N.-É.	217	737	303	360	620	659	186	441	365	444
N.-B. à l'Î.-P.-É.	478	520	550	585	610	483	486	622	672	690
N.-B. au Québec	0	1	0	2	0	20	309	951	1 116	1 408
Québec au N.-B.	3 615	3 971	4 342	5 951	7 204	6 840	2 690	1 966	2 659	3 383
Québec à l'Ontario	5 768	5 378	7 364	8 685	7 292	5 942	2 289	1 032	690	729
Ontario au Québec	57	52	68	106	17	15	43	80	134	109
Ontario au Manitoba	3	13	2	0	5	3	22	11	6	0
Manitoba à l'Ontario	1 066	955	940	959	735	1 050	538	1 303	1 636	1 482
Manitoba à la Saskatchewan	1 488	1 610	1 593	1 530	1 211	1 262	1 370	1 171	1 058	1 152
Saskatchewan au Manitoba	1 066	1 209	1 299	1 240	1 076	1 220	1 109	1 115	1 047	975
Saskatchewan à l'Alberta	3	2	3	0	0	0	0	15	39	23
Alberta à la Saskatchewan	0	4	0	0	0	0	0	42	94	116
Alberta à la C.-B.	188	46	259	182	617	710	1 218	2 477	1 242	948
C.-B. à l'Alberta	442	163	296	37	553	521	364	242	461	655
Total	50 303	46 007	54 302	51 663	50 706	49 201	41 517	36 176	37 499	38 530

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 8.1. Commerce de l'électricité, 1991 (GWh)*



* *Troc inclus*

9. Le transport de l'électricité

LA LONGUEUR DU RÉSEAU

Au Canada, le réseau d'énergie électrique a trois fonctions interreliées : le réseau de production qui génère l'électricité; le réseau de transport qui conduit l'électricité des centrales aux réseaux de distribution; et les réseaux de distribution qui livrent l'électricité aux consommateurs. Dans la plupart des provinces, ces trois fonctions interreliées sont assurées par un seul service d'électricité ou par quelques-uns des principaux services.

Le réseau de transport de l'électricité au Canada a eu des débuts modestes. À l'époque, il s'agissait d'un petit réseau chargé de fournir la clientèle sur une base locale. Aujourd'hui, le réseau est devenu un système complexe hautement intégré. Au début du siècle, les centrales étaient plutôt de petites dimensions et étaient construites près des centres de consommation qu'elles devaient servir. Elles transmettaient l'électricité à moins de 60 kilovolts (kV).

La croissance rapide de la demande au cours des premières décennies du 20e siècle stimula la construction de centrales de plus en plus grandes, proches des abondantes ressources hydrauliques du pays et, donc, en des régions de plus en plus éloignées des centres de consommation. Les réseaux de transport étaient utilisés pour alimenter en électricité les centres de consommation dispersés à travers le pays. L'existence d'un réseau d'électricité intégré et la croissance des interconnexions entre des centrales auparavant isolées les unes des autres ont eu pour résultat la mise au point de lignes de transport d'un voltage beaucoup plus élevé, se classant dans une fourchette de 100 à 230 kV.

Après la Deuxième Guerre mondiale, pour répondre à l'électrification rapide du pays et à la construction de centrales thermiques et hydrauliques de grandes dimensions, on met en service des lignes de transport à 345 kV, à 500 kV, à 735 kV et à ± 450 (CC).

En 1991, au Canada, la longueur totale des circuits à 50 kV et plus a augmenté de 1 353 km pour atteindre 153 516 km. La répartition est la suivante : 32 %

Tableau 9.1. Longueur des circuits au Canada, 1991

	50 - 99 kV	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV et plus	Total
				(km)				
T.-N.	2 356	1 970	-	2 005	-	-	612	6 943
Î.-P.-É.	390	193	-	-	-	-	-	583
N.-É.	2 027	1 703	-	1 159	251	-	-	5 140
N.-B.	2 716	2 048	-	629	969	-	-	6 362
Québec	4 150	7 762	2 266	3 810	7 138	1 550	9 955	36 631
Ontario	247	12 318	-	13 917	6	2 778	-	29 266
Manitoba	6 756	4 266	-	4 476	-	2 042	-	17 540
Sask.	4 849	4 534	-	2 977	-	-	-	12 360
Alberta	3 481	9 216	-	5 926	-	215	-	18 838
C.-B.	4 996	4 702	316	3 430	403	5 344	-	19 191
Yukon	65	497	-	-	-	-	-	562
T. N.-O.	100	-	-	-	-	-	-	100
Canada	32 133 (21 %)	49 209 (32 %)	2 582 (2 %)	38 329 (25 %)	8 767 (6 %)	11 929 (7 %)	10 567 (7 %)	153 516 (100 %)

Sources : Statistique Canada, catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

des lignes se classent dans une fourchette de 100 kV à 149 kV; 25 %, entre 200 kV et 299 kV et 21 %, entre 50 kV et 99 kV. (Voir le tableau 9.1.) Terre-Neuve et le Québec sont les deux seules provinces à disposer de lignes de transport à plus de 600 kV. Terre-Neuve a ainsi trois lignes à 735 kV qui transportent l'électricité de sa centrale hydroélectrique des chutes Churchill à la ville de Québec et à Montréal, alors que le Québec a cinq lignes à 735 kV transportant de l'énergie électrique de ses trois centrales de la région de la baie James à Montréal et vers les États-Unis. Le Québec a également une ligne à 765 kV dont il se sert presque exclusivement pour l'exportation, et qui transporte l'énergie électrique de Châteauguay à l'État de New York.

En 1991, les principaux prolongements des réseaux de transport se retrouvent en Saskatchewan, au Québec et en Ontario. SaskPower a prolongé de 430 km sa ligne à 138 kV, de Island Falls à Points North, et de 201 km sa ligne à 230 kV, de Brada à Meadow Lake. Hydro-Québec a ajouté 237 km à son réseau de transport d'électricité par l'ajout d'une ligne à 450 kV, de la Jonction Hervey (près de la ville de Québec) à Des Cantons (près de la frontière du Vermont). Hydro-Québec a également prolongé de 76 km sa ligne à 161 kV, de Fire Lake à Hart Jaune. Ontario Hydro a prolongé de 158 km sa ligne à 500 kV, de Nanticoke GS à Longwood TS (près de London). Énergie NB a terminé la construction de ses trois lignes à 138 kV et a ajouté 85 km à son réseau, en reliant Coleson Cove à Pennfield. Nova Scotia Power a prolongé de 43 km sa ligne à 345 kV, reliant Onslow à Hopewell. L'Île-du-Prince-Édouard et l'Alberta ont également fait certains ajouts à leurs réseaux intraprovinciaux.

Actuellement, 14 lignes intraprovinciales sont en construction, et se classent dans une fourchette de 138 kV à 500 kV. Elles représentent une longueur de circuit totale d'environ 1 206 km. Nova Scotia Power construit présentement deux lignes à 138 kV et une ligne à 345 kV pour interconnecter Hopewell et Woodbine, Point Aconi et Trenton, et Onslow et Hopewell. Ces trois lignes ajouteront 292 km au réseau de Nova Scotia Power. Énergie NB prévoit mettre en service sa centrale au charbon Belledune en

Tableau 9.2. Interconnexions provinciales à la fin de 1991

Connexion	Tension	Capacité nominale*
	(kV)	(MW)
Colombie-Britannique - Alberta	1 x 500	800
	1 x 138	110
Alberta - Saskatchewan	1 x 230	150
Saskatchewan - Manitoba	3 x 230	400
	2 x 110	100
Manitoba - Ontario	2 x 230	260
	1 x 115	
Ontario - Québec	4 x 230	1 300
	7 x 120	
Québec - Terre-Neuve	3 x 735	5 225
Québec - Nouveau-Brunswick	2 x ± 80(CC)	700
	2 x 345	
	2 x 230	300
Nouveau-Brunswick - Nouvelle-Écosse	2 x 138	600
	1 x 345	
Nouveau-Brunswick - Î.-P.-É.	2 x 138	200

**Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

1993. Deux lignes à 345 kV sont en construction pour interconnecter Belledune, Bathurst et Salisbury.

Hydro-Québec construit présentement, sous le fleuve Saint-Laurent, une ligne à 450 kV qui interconnectera Grondines à Lotbinière. Ce circuit sous-marin aura une longueur totale de 5 km.

L'Ontario ajoutera quatre lignes à 500 kV dont deux interconnecteront la centrale au charbon Lennox, près de Kingston, à Bowmanville et Hawthorne. Les deux autres lignes interconnecteront Cherrywood, Nanticoke et Chaireville. Une autre ligne à 230 kV reliera le poste de transformation de Porcupine près de Timmins à Ansonville. Ces nouvelles lignes ajouteront 519 km à la longueur totale des circuits ontariens.

En Saskatchewan, deux lignes à 230 kV, présentement en construction, interconnecteront la centrale au charbon Shand à Peebles, et Brada à Lloydminster. La longueur totale de ces circuits sera de 260 km.

LE TRANSPORT INTERPROVINCIAL

Trente-six interconnexions provinciales d'importance, qui représentent une capacité de transit de 10 145 MW, favorisent maintenant les échanges et améliorent la fiabilité de l'exploitation des réseaux électriques. (Voir le tableau 9.2.) En 1991, aucune ligne de transport interprovinciale n'est venue s'ajouter au réseau.

Présentement, on prévoit la construction de deux lignes interprovinciales : une ligne à 500 kV qui interconnecterait l'Outaouais québécois à Ottawa, une longueur de circuits de 51 km, et une autre ligne à 500 kV qui relierait sur 300 km Winnipeg à Dryden en Ontario. Chaque ligne aurait une capacité de transit de 1 200 MW. (Voir le tableau 9.3.)

LE TRANSPORT INTERNATIONAL

Les interconnexions jouent un rôle majeur dans les réseaux électriques modernes. La plupart des services d'électricité possèdent des lignes est-ouest et nord-sud afin d'échanger capacité et énergie. Aucune interconnexion internationale n'a été terminée en 1991.

Le Canada compte maintenant plus de 100 lignes de transport internationales pour faire le commerce de l'électricité avec les États-Unis. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 37 interconnexions à 69 kV ou plus qui représentent une capacité de transit totale de 18 900 MW. (Voir le tableau 9.4.)

B.C. Hydro planifie actuellement la construction de trois lignes internationales à 230 kV. Ces nouvelles lignes augmenteront sa capacité de transit totale garantie d'environ 900 MW. Les lignes entreront probablement en service d'ici 1996. Ontario Hydro prévoit, elle aussi, la construction d'une ligne à 115 kV, de Fort Frances TS à International Falls; sa capacité de transit serait de 100 MW.

LE TRANSPORT SUR DE LONGUES DISTANCES

Le Canada est un chef de file dans le domaine du transport de

Tableau 9.3. Interconnexions provinciales envisagées

Province	Tension	Capacité de transit estimée	Date d'achèvement	Statut*
	(kV)	(MW)		
Québec - Ontario	500	1 200	2000	proposée
Manitoba - Ontario	500	1 200	1999	proposée

Sources : Les services canadiens d'électricité

l'électricité sur de longues distances, qu'il s'agisse de courant alternatif à très haute tension (THT) ou de courant continu à haute tension (CCHT). Le phénomène s'explique en grande partie par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Au début du siècle, l'avènement du transport à haute tension a permis de mettre en valeur le potentiel hydroélectrique des chutes du Niagara, afin de répondre aux besoins sans cesse croissants des agglomérations du sud de l'Ontario. Au Québec, à la même époque, la première ligne de transport à 50 kV était construite pour alimenter Montréal à partir de la centrale de Shawinigan.

Plusieurs provinces, une fois qu'elles ont eu mis en valeur les principaux cours d'eau à proximité des centres de consommation, durent étendre leurs

Tableau 9.4. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis, 1991*

Province	État	Tension	Capacité nominale***
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	Maine	1 x 345	600
		1 x 138	60
		5 x 69	155
Québec	New York	1 x 765	2 300
	New York	2 x 120	300
	Vermont	3 x 120	375
	New Hampshire	± 450(CC)	2 000
Ontario**	New York	1 x 230	470
		1 x 230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2 300
		2 x 69	132
		2 x 115	200
	Michigan	1 x 230	535
		1 x 230	515
		2 x 345	1 470
	Minnesota	1 x 120	35
Manitoba	Dakota du Nord	1 x 230	150
	Minnesota	1 x 230	175
	Minnesota	1 x 500	1 000
Saskatchewan	Dakota du Nord	1 x 230	150
Colombie-Britannique**	Washington	1 x 230	300
		1 x 230	400
		2 x 500	4 300

** Capacité de 35 MW ou plus*

*** La capacité de transit de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total des capacités individuelles.*

**** Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

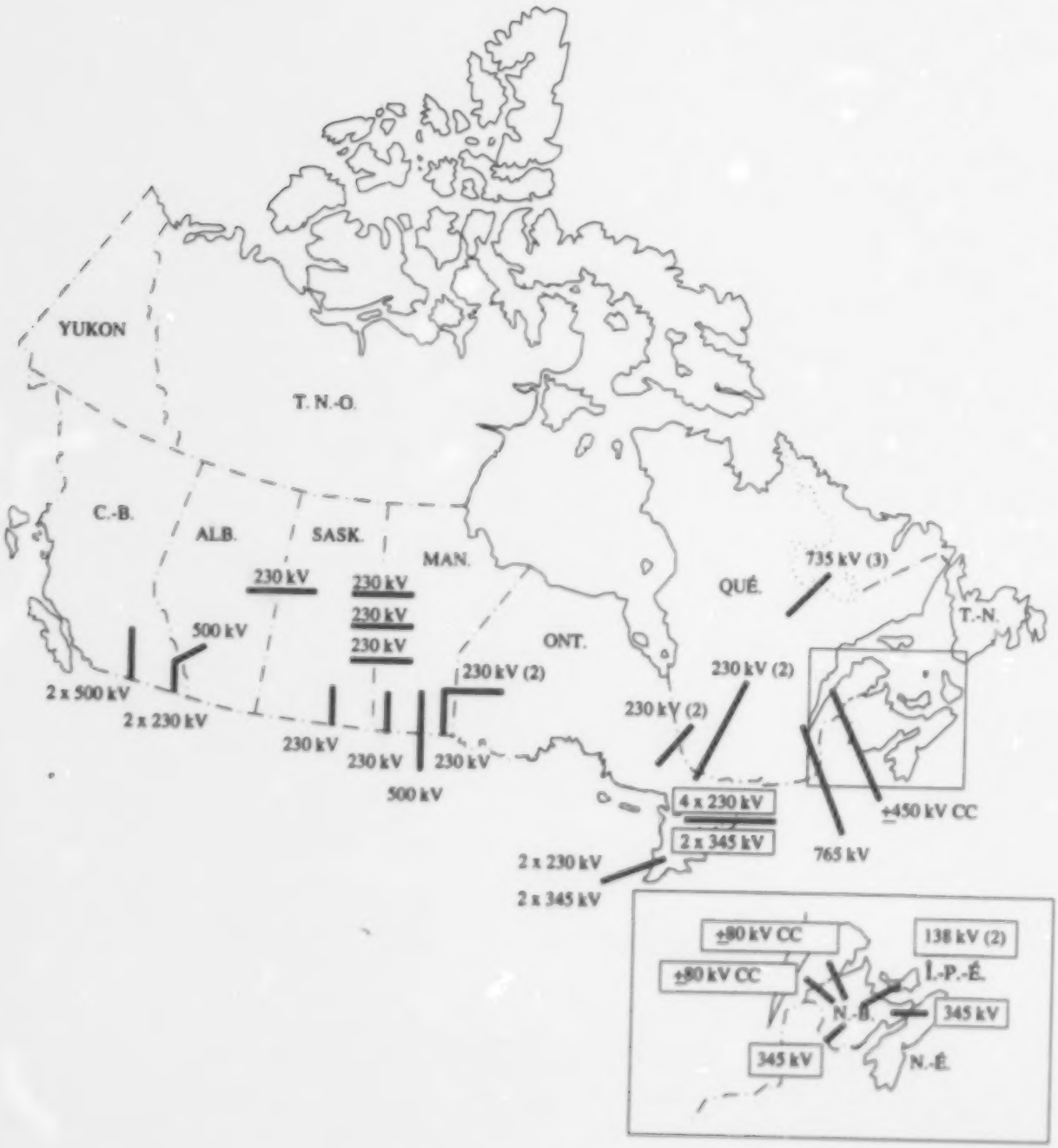
réseaux en y ajoutant des lignes de transport, à THT ou en CCHT, sur de longues distances. En 1965, Hydro-Québec installa le premier réseau de transport à 735 kV au monde. Aujourd'hui, cette ligne s'étend sur plus de 1 100 km des chutes Churchill (Labrador) à Montréal. De plus, un circuit comparable relie sur environ la même distance le complexe de la baie James aux centres de consommation du Québec.

Le Manitoba a fait oeuvre de pionnier dans la mise au point d'un réseau à ± 450 kV en CCHT pour relier les centrales hydroélectriques du fleuve Nelson et le sud de la province où sont concentrés la plupart des consommateurs. L'Ontario et la Colombie-Britannique possèdent également des circuits étendus, à l'échelon de tension 500 kV à THT. Tous ces circuits sont représentés à la figure 9.1.

Une telle maîtrise des techniques a permis non seulement le transport sur de longues distances, mais également l'installation de nombreuses interconnexions entre provinces voisines, et entre le Canada et les États-Unis. À la figure 9.2, les principales interconnexions provinciales et internationales sont schématisées.

Figure 9.1. Principaux réseaux de transport sur de longues distances au Canada, 1991

Figure 9.2. Principales interconnexions provinciales et internationales, 1991



10. Investissement et financement des services d'électricité

INVESTISSEMENT

L'industrie de l'électricité est l'une des industries les plus capitalistiques de notre économie. De 1980 à 1991, le coefficient moyen du capital produit a été d'environ 6,8, c'est-à-dire que pour produire un dollar d'électricité, environ sept dollars doivent être investis dans l'industrie de l'électricité. Ce coefficient est très élevé comparativement à celui de 1,2 pour l'ensemble de l'industrie manufacturière et de 2,6 pour l'ensemble de l'économie.

L'électronucléaire est le mode de production d'énergie le plus capitalistique. On estime que le coût en capital de l'électronucléaire, incluant l'amortissement, le cautionnement et les frais financiers, représente environ 65 % du coût total. Les coûts en combustibles représentent seulement 14 % et l'exploitation et l'entretien 21 %. Grâce à cette structure de coûts, l'électronucléaire se dérobe à l'inflation pendant ses 40 années de service.

Chaque année, les services d'électricité investissent dans la construction de nouvelles installations ou l'amélioration du réseau existant, afin de pouvoir répondre aux besoins de leurs clients. Les dépenses en capital engagées par les services d'électricité sont passées de 1,8 milliard de dollars en 1971 à 11,5 milliards de dollars en 1991, à raison d'un taux de croissance annuel moyen de 10 %, ce qui représente tout de même, en soustrayant un taux d'inflation de 4,9 % (déterminé par l'indice implicite des prix de

Tableau 10.1. Investissement des services d'électricité, 1971-1991

	Investissement dans le secteur de l'énergie électrique (millions de $)	Investissement des services exprimé en % des investissements totaux dans le secteur de l'énergie	Investissement des services exprimé en % des investissements totaux dans l'économie	Investissement des services exprimé en % du PIB
1971	1 747	52	8	1,8
1972	1 754	49	7	1,6
1973	2 244	53	8	1,8
1974	2 753	53	8	1,8
1975	3 957	58	9	2,3
1976	4 229	55	9	2,1
1977	4 884	56	10	2,2
1978	5 936	58	11	2,5
1979	6 364	53	10	2,3
1980	6 109	42	8	2,0
1981	7 319	40	9	2,1
1982	8 408	39	10	2,2
1983	7 770	42	10	1,9
1984	6 340	37	8	1,4
1985	5 727	34	6	1,2
1986	5 618	41	6	1,1
1987	5 946	45	6	1,1
1988	6 971	44	7	1,2
1989	8 863	51	8	1,4
1990	10 728	51	7	1,6
1991	11 461	51	9	1,7

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.2. Dépenses en capital des industries du secteur énergétique, 1972-1991

Année	Pétrole et gaz naturel				Électricité	Produits et mines de charbon	Mines d'uranium	Entrepreneurs de forage	Total
	Exploration et production	Raffinage et commercialisation	Usines de traitement et transport du gaz naturel	Oléoducs et gazoducs					
	(en millions de dollars)								
1972	666	351	272	447	1 754	42	11	24	3 567
1975	1 390	601	341	362	3 957	123	30	27	6 831
1980	5 745	509	698	602	6 109	306	277	198	14 444
1985	8 187	685	942	665	5 727	475	160	80	16 921
1986	5 401	733	782	587	5 618	434	144	30	13 729
1987	4 415	1 062	746	503	5 946	338	113	13	13 136
1988	5 590	1 149	875	829	6 971	345	139	17	15 915
1989	4 310	1 443	997	1 183	8 863	312	105	14	17 227
1990	4 751	1 382	1 112	1 817	10 728	337	138	12	20 277
1991	5 116	1 447	1 446	2 706	11 461	368	66	13	22 623

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.3. Répartition des dépenses en capital, 1972-1991

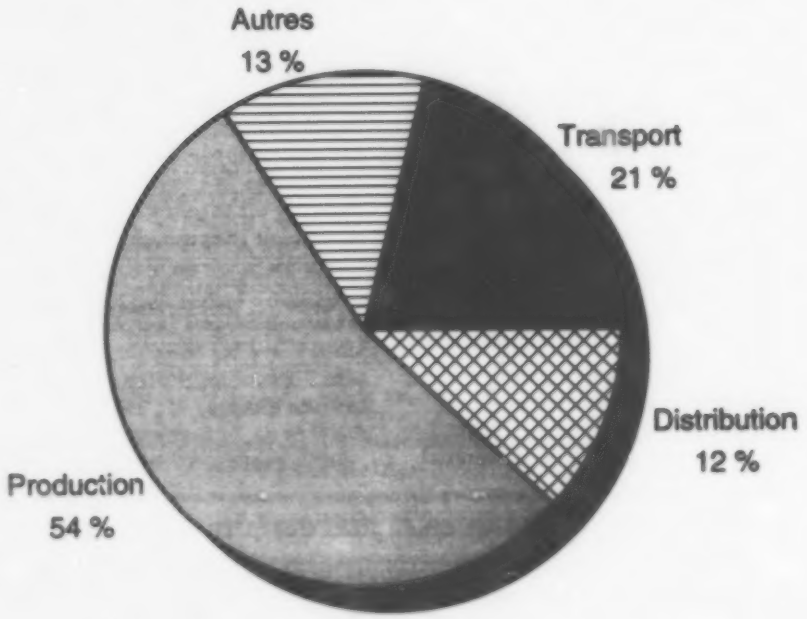
Année	Production	Transport	Distribution	Autre	Total
	(en millions de dollars courants)				
1972	1 020	432	229	73	1 754
1975	2 460	616	547	334	3 957
1980	3 580	1 114	703	712	6 109
1985	2 941	836	1 008	942	5 727
1986	3 214	815	989	600	5 618
1987	2 774	1 200	1 039	933	5 946
1988	3 137	1 812	1 115	907	6 971
1989	4 520	2 216	1 330	797	8 863
1990	6 408	2 162	1 287	871	10 728
1991	6 145	2 472	1 355	1 489	11 461

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

l'investissement brut) une augmentation réelle d'environ 5,1 %. Au tableau 10.1, on peut constater à quel point l'électricité absorbe des capitaux, ainsi que son importance dans l'économie canadienne. En raison de la progression, au cours des trois dernières années, du taux d'accroissement de la demande supérieure aux prévisions, les services d'électricité ont augmenté leurs dépenses en capital de plus de 1 milliard de dollars en 1988 et d'environ 2 milliards de dollars en 1989 ainsi qu'en 1990. Toutefois, les dépenses en capital des services d'électricité n'ont augmenté que de 700 millions de dollars en 1991 à cause de la récession économique et du transfert de certains investissements dans des programmes de gestion axée sur la demande.

Le tableau 10.2 donne un aperçu des dépenses en capital du secteur énergétique. Au cours de la période 1972-1991, l'industrie de l'électricité en absorbait la plus grosse part, sauf en 1984 et 1985, années au cours desquelles les secteurs pétrolier et gazier étaient prépondérants. Au cours des dernières 20 ans, les dépenses en capital de l'industrie de l'électricité s'élevaient à environ 123 milliards de dollars (représentant 50 % des investissements totaux du secteur énergétique). En 1991, la part de l'industrie de l'électricité représentait (comme en 1989 et 1990) 51 % des dépenses en capital totales engagées dans le secteur énergétique, ce qui indique que l'industrie de l'électricité connaîtra peut-être une période d'investissements élevés semblable à celle des années 1970. (Voir le tableau 10.1.)

Figure 10.1. Répartition des dépenses en capital, 1991



Investissement total : 11,5 milliards de dollars

Des 123 milliards de dollars investis entre 1972 et 1991, les dépenses se répartissent comme suit : équipement de production, environ 57 %; transport, 19 %; distribution, 13 % et autres dépenses, 11 %. (Voir le tableau 10.3.) Les investissements dans la production ont été élevés durant cette période puisque, selon la règle, ils ne doivent représenter que 50 % des investissements totaux de l'industrie. La figure 10.1 illustre la répartition des dépenses en capital des services d'électricité en 1991.

Au tableau 10.4 figurent les immobilisations de 15 services d'électricité d'importance pour les années 1990 et 1991. À l'exception du Newfoundland and Labrador Hydro, de Newfoundland Light & Power, de Alberta Power et de la Northwest Territories Power Corporation, tous les principaux services d'électricité ont augmenté leurs dépenses en capital en 1991. Ontario Hydro est le service qui dépense le plus et prend à son compte tout près de 38 % des dépenses totales en 1991 et ce, en raison de la poursuite des travaux à la centrale nucléaire Darlington.

FINANCEMENT

Pour aménager un projet énergétique, un service d'électricité a normalement recours à ses fonds de réserve pour financer une partie des coûts de construction (autofinancement). Mais il a également recours aux emprunts sur les marchés intérieur ou internationaux (financement par emprunt), ainsi qu'à l'émission d'obligations ou d'actions (financement par actions). Les services d'électricité doivent souvent payer des intérêts fixes sur leur financement par emprunt, alors que leurs versements sur le financement par actions, tout particulièrement les émissions d'actions, sont déterminés par l'activité du service.

Pour leurs besoins en capitaux, les services d'électricité du Canada font habituellement appel aux marchés financiers internationaux car le marché financier canadien est plutôt limité. Cependant, le recours aux marchés étrangers s'est considérablement réduit depuis 1986. Certains des principaux services d'électricité ont tenté de financer les projets d'aménagement surtout sur les marchés intérieurs afin d'éviter les pertes dues au taux de change. En 1985, les sources de financement étrangers représentaient 52 % du financement total par emprunt à long terme. Ce pourcentage a été réduit à 46 % en 1986, à 43 % en 1987, à 40 % en 1988 et à 32 % en 1989. Au 31 décembre 1990, la dette à long terme impayée des principaux services d'électricité canadiens s'élevait à environ 76 milliards de dollars. On estime que 50 milliards de dollars (environ 65 %) provenaient du marché canadien et 26 milliards de dollars (35 %), de l'étranger. Les États-Unis auraient fourni environ 20,6 milliards de dollars (79 %) de la part du financement international; l'Allemagne de l'Ouest, 1,3 milliard de dollars (5 %); la Suisse, 1,1 milliard de dollars (4 %); le Royaume-Uni, 806 millions de dollars (2,3 %) et

Tableau 10.4. Dépenses en capital des principaux services d'électricité

	1990	1991	Variation d'année en année
	(en millions de dollars courants)		
Newfoundland and Labrador Hydro	75	44	-31
Newfoundland Light & Power	65	47	-18
Maritime Electric Co. Ltd.	15	17	2
Nova Scotia Power	262	374	112
Énergie Nouveau-Brunswick	500	600	100
Hydro-Québec	3 177	4 074	897
Ontario Hydro	3 700	4 200	500
Hydro-Manitoba	475	487	12
Saskatchewan Power	291	365	74
Alberta Power	191	164	-27
Edmonton Power	158	250	92
TransAlta Utilities	264	280	16
B.C. Hydro	93	144	51
Yukon Energy Corporation	10	11	1
Northwest Territories Power Corporation	29	19	-10
Canada	9 305	11 076	1 771

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

le Japon, 412 millions de dollars (2 %). (Voir le tableau 10.5.)

Les services publics d'électricité au Canada et aux États-Unis ont surtout recours au financement par emprunt. Pour leur part, les services privés s'appuient surtout sur le financement par actions. Au tableau 10.6, on trouve le taux d'endettement des services publics d'électricité qui se situe, en 1990, dans une fourchette comprise entre 69 % et 96 %. Tous les services publics sont en bonne santé financière sauf Nova Scotia Power et Hydro-Manitoba.

En revanche, le taux d'endettement des services privés se situait entre 39 % et 46 %, un signe que leur santé financière est, elle aussi, excellente.

Les services publics des États-Unis ont également des taux d'endettement élevés, comparables à ceux des sociétés d'État canadiennes. Tel qu'indiqué au tableau 10.6, Power Authority of the State of New York, Tennessee Valley Authority et Bonneville Power Administration affichent des taux d'endettement de 70 %, 84 % et 100 %, respectivement.

Parmi les services privés retenus aux fins de comparaison, le taux d'endettement variait entre 39 % et 57 % en 1990. Dans l'ensemble, la situation financière des services privés d'électricité aux États-Unis n'est pas aussi bonne que celle de leurs homologues canadiens.

Tableau 10.5. Dette à long terme et sources de financement des principaux services d'électricité, 1990

	Dette à long terme	Sources de financement de la dette à long terme	
	(en millions de $)	Canadiennes (%)	Étrangères (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 398	76	24
Newfoundland Light & Power	158	95	5
Maritime Electric Co. Ltd.	36	100	0
Nova Scotia Power	1 769	92	8
Énergie Nouveau-Brunswick	2 024	59	41
Hydro-Québec	25 632	45	55
Ontario Hydro	29 378	77	23
Hydro-Manitoba	4 199	40	60
Saskatchewan Power	1 266	58	42
Alberta Power	855	100	0
Edmonton Power	1 128	100	0
TransAlta Utilities	1 470	98	2
B.C. Hydro	6 858	78	22
Yukon Energy Corporation	70	100	0
Northwest Territories Power Corp.	62	100	0
Canada	76 303	65	35

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.6. Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1985-1990

	1985	986	1987	1988	1989	1990
CANADA			(%)			
Services publics						
Newfoundland and Labrador Hydro	90	88	86	83	82	84
Nova Scotia Power	95	96	98	99	97	96
Énergie NB	88	84	85	83	82	83
Hydro-Québec	76	76	75	74	74	75
Ontario Hydro	84	84	84	83	83	83
Hydro-Manitoba	96	96	97	98	97	96
Réseau hydro de Winnipeg	68	71	72	75	69	75
Saskatchewan Power	87	88	87	81	74	69
Edmonton Power	80	75	75	75	76	73
B.C. Hydro	86	88	86	81	80	79
Services privés						
Newfoundland Light & Power	45	43	48	44	48	43
Maritime Electric Co. Ltd.	43	42	43	47	47	39
TransAlta Utilities Corporation	33	38	35	39	41	45
Alberta Power	29	32	39	38	41	46
ÉTATS-UNIS						
Services publics						
Tennessee Valley Authority	83	83	83	83	81	84
Bonneville Power Administration	100	00	100	100	100	100
Power Authority of the State of New York	71	72	74	69	68	70
Services privés						
Boston Edison Company	51	46	48	50	52	55
Northeast Utilities	53	52	53	54	52	51
Consolidated Edison Company of New York	36	36	37	37	38	39
Niagara Mohawk Power Corporation	46	47	55	55	57	57
American Electric Power Company	53	53	54	52	47	50
Northern States Power Company	46	46	43	42	41	41
Washington Water Power Company	44	48	48	51	49	47
Pacific Gas and Electric Company	48	46	49	49	48	48

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

11. Prix de revient et de vente

LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Depuis 30 ans, les coûts de construction des centrales, des lignes de transport et des systèmes de distribution n'ont subi que des hausses modestes, à l'exception des années 1973 à 1981 au cours desquelles eurent lieu les deux crises du pétrole, soit celle de 1973 et celle de 1979. (Voir le tableau 11.1.)

Tableau 11.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1962-1991

	Taux d'intérêt moyen	Taux d'augmentation des coûts de construction					
		Hydro	Thermique	Nucléaire	Transport	Distribution	IPC
				(%)			
1962	5,4	2,8	-	-	1,0	1,8	1,2
1963	5,5	3,3	-	-	1,5	0,4	1,7
1964	5,5	3,2	-	-	0,0	2,2	1,8
1965	5,7	5,0	-	-	5,7	2,2	2,5
1966	6,4	6,2	-	-	4,1	5,1	3,7
1967	6,7	3,6	1,1	-	5,2	1,6	3,5
1968	7,8	4,2	2,8	-	2,9	1,2	4,7
1969	8,6	5,7	6,8	-	4,4	4,3	4,5
1970	9,3	6,6	7,4	-	5,0	7,5	3,3
1971	8,5	4,6	6,0	-	5,5	3,5	2,9
1972	8,4	6,3	6,1	6,9	6,3	4,4	4,8
1973	8,6	9,2	9,2	9,5	8,8	9,4	7,6
1974	10,2	18,8	20,5	19,2	19,2	20,4	10,9
1975	10,7	14,3	13,4	13,1	17,6	12,3	10,8
1976	10,4	8,9	10,0	9,7	7,3	5,7	7,5
1977	9,6	5,9	7,9	7,5	7,8	6,6	8,0
1978	10,1	7,7	8,7	8,0	8,0	7,4	9,0
1979	10,9	8,7	11,0	12,7	14,8	13,5	9,2
1980	13,3	10,0	11,6	22,0	13,6	14,0	10,2
1981	16,3	13,7	11,9	11,4	11,3	9,1	12,5
1982	15,9	7,2	6,8	5,3	4,8	9,3	10,8
1983	12,7	4,6	4,1	5,0	3,8	4,1	5,8
1984	13,5	3,2	2,8	0,1	5,3	4,4	4,4
1985	11,7	1,7	3,8	4,8	0,9	5,2	4,0
1986	10,4	4,1	3,5	3,5	2,1	2,4	4,1
1987	10,7	4,1	3,0	1,9	3,8	3,1	4,4
1988	10,9	4,0	5,7	2,8	9,2	6,1	4,1
1989	10,8	3,4	4,2	5,1	3,6	3,8	5,0
1990	11,9	4,5	3,6	3,3	2,6	3,2	4,8
1991	10,8	2,5	2,3	1,8	-1,7	-0,9	5,6

Sources : Taux d'intérêt - Rendement moyen des obligations selon McLeod Young Weir Limited
Coûts de construction et IPC - catalogues 62-007 et 62-001 de Statistique Canada

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1973 à 1981. Deux facteurs clés expliquent les augmentations rapides du coût de l'électricité : le taux élevé de l'inflation (selon l'IPC ou le déflateur PIB), qui a augmenté en moyenne de 9,5 %, et le renchérissement des combustibles fossiles, en moyenne de 15 % par année. Le taux d'inflation élevé a un double effet sur l'industrie de l'électricité : les coûts de construction de nouvelles installations grimpent, tout comme le loyer de l'argent.

Au tableau 11.1 figurent également les taux d'intérêt moyens sur la nouvelle dette à long terme des services d'électricité pour la période allant de 1962 à 1991. Les taux ont commencé à augmenter après la première crise pétrolière, pour culminer en 1981 à 16,3 %. Par la suite, ils ont chuté graduellement pour atteindre environ 10,8 % en 1989, 11,9 % en 1990 et 10,8 % en 1991.

Depuis 1982, les augmentations des coûts de construction ont considérablement fléchi. Ajustées pour tenir compte de l'inflation, les récentes augmentations du coût d'approvisionnement ont été très faibles, voire négatives.

Tableau 11.2. Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1990

	Charbon de l'Est*	Charbon de l'Ouest**	Mazout	Gaz naturel	Uranium	Total
			(mils/kW.h)			
1969	3,46	1,11	4,97	2,54	-	3,24
1970	3,60	1,38	5,68	2,47	-	3,25
1971	4,20	1,28	5,98	3,15	-	3,46
1972	4,32	1,34	6,41	3,93	-	3,42
1973	4,65	1,43	7,06	3,74	-	3,13
1974	5,38	1,54	11,36	5,18	-	4,10
1975	8,64	2,07	12,87	7,17	-	6,16
1976	11,43	2,97	15,38	11,74	1,14	8,11
1977	11,89	3,20	19,01	15,21	1,34	8,40
1978	13,12	2,88	21,22	16,19	1,61	8,82
1979	16,50	3,11	23,93	15,22	1,65	9,62
1980	18,22	3,75	26,22	15,47	2,65	10,69
1981	20,48	4,83	40,77	23,22	2,68	12,22
1982	22,61	5,76	44,88	30,16	2,87	14,04
1983	23,71	5,96	57,27	31,17	3,25	13,20
1984	24,85	5,94	65,11	34,15	3,84	13,64
1985	26,07	6,59	68,02	31,81	4,74	13,54
1986	25,88	5,13	45,15	27,11	4,52	10,70
1987	25,07	5,84	37,22	22,20	4,77	11,63
1988	22,05	5,51	27,53	25,17	4,53	10,52
1989	20,96	5,63	29,08	18,78	4,62	11,16
1990	22,83	5,87	32,93	21,67	4,88	11,41

* *Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario*

** *Alberta, Saskatchewan et Manitoba*

Source : Statistiques de l'énergie électrique, Statistique Canada, Catalogue 57-202, divers numéros

En 1991, la taxe de vente fédérale était éliminée et remplacée par la taxe sur les produits et services (TPS). Celle-ci ne s'applique à aucun bien ou service acheté par les services d'électricité et destiné à la construction. Si les services paient la TPS sur des biens et services destinés à la construction, ils sont remboursés par la suite.

Le tableau 11.2 illustre la progression du coût unitaire des combustibles fossiles utilisés pour produire de l'électricité. Tout comme les coûts de construction, les coûts des combustibles fossiles ont considérablement augmenté entre 1973 et 1981. On estime que le coût du gaz naturel a augmenté en moyenne de 30 % par année, celui du pétrole de 23 %, celui du charbon de l'Est de 19 % et celui du charbon de l'Ouest de 15 %.

Le coût unitaire des combustibles fossiles atteignit son point culminant en 1985, mais l'effondrement du cours du pétrole en 1986 entraîna sa chute. En 1989, les coûts unitaires du gaz naturel et du charbon de l'Est, utilisés pour la production d'électricité, étaient toujours en perte de vitesse. Cependant, en 1990, les coûts unitaires des combustibles nécessaires à la production d'électricité ont tous augmenté, particulièrement ceux du pétrole et du gaz naturel. La hausse de 13 % qu'a subie le prix du pétrole en août 1990 s'explique principalement par la guerre du Golfe persique. Quant à l'augmentation du prix du gaz naturel d'environ 15 % cette même année, elle s'explique par la réduction de son utilisation pour la production d'électricité. Habituellement, les services d'électricité peuvent négocier à la baisse le prix du gaz naturel s'il est très en demande.

Tableau 11.3. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1982-1991

Variation des tarifs (en %) : moyenne établie pour toutes les catégories de clients

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Newfoundland and Labrador Hydro	-	18,2	-	-	-1,7	-	-	1,0	8,2	1,6
Newfoundland Light & Power	-	12,0	-	-	8,7	3,0	-1,1	2,0	12,5	0,8
Maritime Electric Co. Ltd.	.**	.**	-	3,7	-3,8	-	-1,3	-	5,5	5,3
Nova Scotia Power	-	-	-	-	-	-	-	6,3	2,5	5,0
Énergie Nouveau-Brunswick	-	8,8	6,2	4,6	-	-	-	-	-	4,4
Hydro-Québec	16,3	7,3	4,0	4,0	5,4	4,9	3,9	4,7	7,4	7,0
Ontario Hydro	10,0	8,2	7,5	8,6	4,0	5,0	4,7	5,3	5,9	8,6
Hydro-Manitoba	-	9,5	7,9	5,0	2,8	9,7	4,5	6,0	4,0	3,5
Saskatchewan Power	7,5	12,6	9,2	-	7,5	7,5	6,1	3,9	-1,9	-0,6
Edmonton Power	13,2	8,0	5,0	6,7	0	3,0	1,9	-	-	3,0
TransAlta Utilities	4,0	15,0	-	1,7	6,1	-1,8	-1,0	5,5	-1,1	12,0
Alberta Power	-11,6*	2,0	-	-4,3	-0,6	-5,0	14,5	2,6	3,7	17,0
B.C. Hydro	20,0*	6,0	6,5	3,8	1,8	-	-	3,0	1,5	3,0
Yukon Energy	-	-	-	-	0,7	-	-	-	4,0	11,3
NWT Electric	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	0
Moyenne canadienne pondérée	-	-	-	6,2	4,1	4,2	3,9	4,4	4,9	6,8

* *D'après le tarif dans le secteur résidentiel*

** *Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et des redressements du prix des combustibles*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

En 1989, le gaz naturel a servi à produire environ 14 % de la production totale d'électricité destinée à l'exportation vers les États-Unis, soit 2 621 GW. Toutes les exportations d'électricité générée grâce au gaz naturel provenaient de la Colombie-Britannique où B.C. Hydro avait remis en service sa centrale au gaz naturel Burrard afin de soutenir sa production d'électricité, réduite en raison de la faible hydraulicité dans la province. B.C. Hydro a fait une bonne affaire en achetant du gaz naturel.

Le coût unitaire du charbon dans la production d'électricité varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de la proportion de l'approvisionnement énergétique total d'origine thermique. Le coût unitaire du charbon de l'Ouest canadien servant à produire de l'électricité est passé de 1,11 mils le kWh en 1969 à 5,87 mils le kWh en 1990. En comparaison, celui du charbon consommé dans l'Est est passé de 3,46 mils à 22,83 mils le kWh au cours de la même période. Cette grande différence de coûts s'explique par le fait que, dans l'Ouest, le charbon qui alimente les centrales est produit sur place, alors que celui utilisé dans l'Est est importé.

Au cours des quinze dernières années, l'électricité d'origine nucléaire affiche le plus faible coût unitaire au Canada : 4,88 mils le kWh en 1990, contre 32,93 mils pour le pétrole, 21,67 mils pour le gaz naturel, 22,83 mils pour le charbon consommé dans l'Est du pays et 5,87 mils pour le charbon de l'Ouest. Toutefois, en termes d'augmentations en pourcentage, le coût unitaire de l'uranium pour la production de l'électricité a augmenté à un taux annuel moyen de 10 % entre 1976 et 1990, contre 6 % pour le pétrole et 5 % pour le charbon consommé dans l'Est, pour le charbon produit dans l'Ouest et pour le gaz naturel.

ÉTABLISSEMENT DES PRIX

Au Canada, les services d'électricité établissent leurs prix sur la base du coût moyen de production qui est généralement inférieur au coût marginal de production. Bien que la tarification selon le coût marginal assure le rendement (c'est-à-dire réduit l'écart coût-prix), cette méthode d'établissement des prix n'a pas encore été adoptée par les services d'électricité car la structure du coût marginal est complexe. Par ailleurs, les services d'électricité et les faibles prix de l'électricité ont toujours

Tableau 11.4. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1981-1990

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
					(cents courants/kWh)					
T.-N.	2,8	3,6	3,7	3,9	4,7	3,9	4,0	4,0	4,1	4,4
Î.-P.-É.	10,0	12,0	12,3	12,8	12,9	11,5	10,3	10,8	10,2	10,8
N.-É.	4,9	5,9	6,9	7,5	7,3	6,9	6,8	7,0	6,9	7,2
N.-B.	4,8	5,1	5,4	5,5	5,8	5,5	5,5	5,3	5,5	5,2
Qué.	2,6	3,1	3,4	3,4	3,5	3,4	3,4	3,6	3,9	4,3
Ont.	3,2	3,6	3,9	4,2	4,5	4,5	4,9	5,1	5,4	5,7
Man.	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,6	3,9	4,0	4,1	4,3
Sask.	3,6	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,5	5,8	6,1	6,0
Alb.	4,1	4,9	5,2	5,4	5,4	5,4	5,3	5,0	4,9	5,2
C.-B.	3,0	3,8	3,8	4,1	4,4	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3
Yukon	6,7	8,3	8,3	8,6	9,0	7,8	7,4	7,7	7,1	7,3
T. N.-O.	11,5	14,8	17,9	16,7	16,3	15,9	17,0	17,0	20,0	19,9
Canada	3,1	3,7	3,9	3,9	4,1	4,3	4,2	4,5	4,8	5,0

Source : Statistique Canada, catalogue 57-202

été conçus par les provinces comme des instruments de développement économique. Toutefois, la structure tarifaire s'est améliorée depuis la première crise pétrolière de 1973, et plusieurs nouvelles méthodes d'établissement des prix ont été mises en oeuvre. Par exemple, les groupes de tarifs décroissants pour les consommateurs résidentiels (c'est-à-dire plus la consommation est grande, plus les tarifs sont réduits) ont été remplacés par les tarifs uniformes à Terre-Neuve, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Saskatchewan, en Alberta et au Yukon. La tarification différenciée dans le temps a été introduite en Ontario en janvier 1989 et des clauses d'ajustement automatique pour l'augmentation des coûts des combustibles ont été intégrées à même la structure tarifaire des services d'électricité qui exploitent des centrales au mazout. L'objectif de toutes ces nouvelles structures tarifaires est de réduire l'écart coût/prix.

On trouve au tableau 11.3 le taux annuel des augmentations tarifaires pour les principaux services d'électricité à travers le Canada au cours des derniers dix

Tableau 11.5. États financiers des principaux services d'électricité, 1991

	Recettes totales	Frais d'exploitation	Combustibles	Achat d'énergie	Amortissement	Impôts	Intérêts	Perte au change	Autres frais	Bénéfice net
	(en millions de dollars courants)									
Newfoundland and Labrador Hydro	370	97	58	1	36	-	148	-	4	30
Newfoundland Light & Power	329	56	-	184	25	15	21	-	-	28
Maritime Electric Company Limited	77	31	-	21	6	6	6	-	-	7
Nova Scotia Power	636	140	221	16	63	5	167	-	-	24
Énergie NB	909	132	325	114	106	-	204	-	20	8
Hydro-Québec	6 284	1 870	-	184	737	392	2 294	47	-	760
Ontario Hydro	7 143	2 037	1 128	151	1 136	252	2 234	7	(6)	204
Hydro-Manitoba	703	254	-	18	93	33	257	-	-	48
Réseau de Winnipeg	118	34	-	52	3	1	10	-	1	17
Saskatchewan Power	674	213	127	-	97	-	119	-	-	118
Alberta Power	462	113	62	-	60	69	92	-	(35_	101
Edmonton Power	367	85	-	48	42	29	80	-	-	83
TransAlta Utilities	1 001	212	-	81	195	180	168	-	(50)	215
B.C. Hydro	1 909	339	296	-	229	99	739	-	-	207
Yukon Energy Corporation	22	11	-	-	3	-	4	-	-	4
Northwest Territories Power Corporation	90	41	32	-	9	-	8	-	(2)	2
Canada	21 094	5 665	2 249	870	2 840	1 081	6 551	54	(72)	1 856

Source : Calculés à partir des rapports annuels des services d'électricité, 1989

ans. En 1991, Alberta Power affichait le taux d'accroissement le plus élevé avec 17 %, suivie par TransAlta Utilities avec 12 %. Ontario Hydro affichait un taux de croissance modéré avec 8,6 % et Hydro-Québec avec 7 %. La moyenne pondérée pour le Canada était de 6,8 %, contre 4,9 % en 1990. Ces deux moyennes correspondaient à l'IPC qui affichait des augmentations de 4,8 % en 1990 et de 5,6 % en 1991.

Le tableau 11.4 fournit des données sur le produit moyen de la vente d'électricité dans chaque province. Étant donné que les tarifs d'électricité sont réglementés par les provinces et sont fixés de façon à couvrir les coûts de production, les taux d'accroissement s'accordent au taux d'inflation. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du produit unitaire a été de 5,5 % entre 1981 et 1990. Le taux d'inflation, mesuré par l'IPC, a été de 5,9 % au cours de la même période.

Les états financiers des principaux services d'électricité figurent au tableau 11.5. En 1991, les seize principaux services d'électricité au pays avaient des recettes totales d'exploitation de 21,1 milliards de dollars, et un bénéfice net de 1,9 milliard de dollars. Hydro-Québec a obtenu le bénéfice net le plus élevé, soit 760 millions de dollars, suivie par TransAlta Utilities avec 215 millions de dollars et B.C. Hydro avec 207 millions de dollars. Le bénéfice net d'Ontario Hydro s'est élevé à 204 millions de dollars en 1991, une augmentation de 75 millions de dollars par rapport aux 204 millions de dollars de 1990, mais bien moins que le bénéfice net de 699 millions de dollars obtenu en 1989. Les frais d'intérêt élevés encourrus sur les dépenses d'exploitation en 1991 expliquent en grande partie la faiblesse du bénéfice net d'Ontario Hydro.

Les prix de revient de l'électricité varient d'une région à l'autre, en

Tableau 11.6. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1992 (en dollars)*

Secteur :	Residentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW) :	-	100	1000
Consommation (kWh) :	1000	25 000	400 000
St. John's	86	2 562	24 088
Charlottetown	115	3 185	34 831
Halifax	90	2 705	26 456
Fredericton	72	1 754	21 360
Montréal	63	2 215	21 141
Ottawa	73	1 903	25 591
Toronto	94	2 674	31 710
Winnipeg	61	1 706	18 411
Regina	76	2 438	29 112
Saskatoon	76	2 435	27 191
Calgary	69	1 943	21 824
Edmonton	63	1 978	22 780
Vancouver	73	1 620	18 414
Whitehorse	83	3 003	-
Yellowknife	135	3 410	-

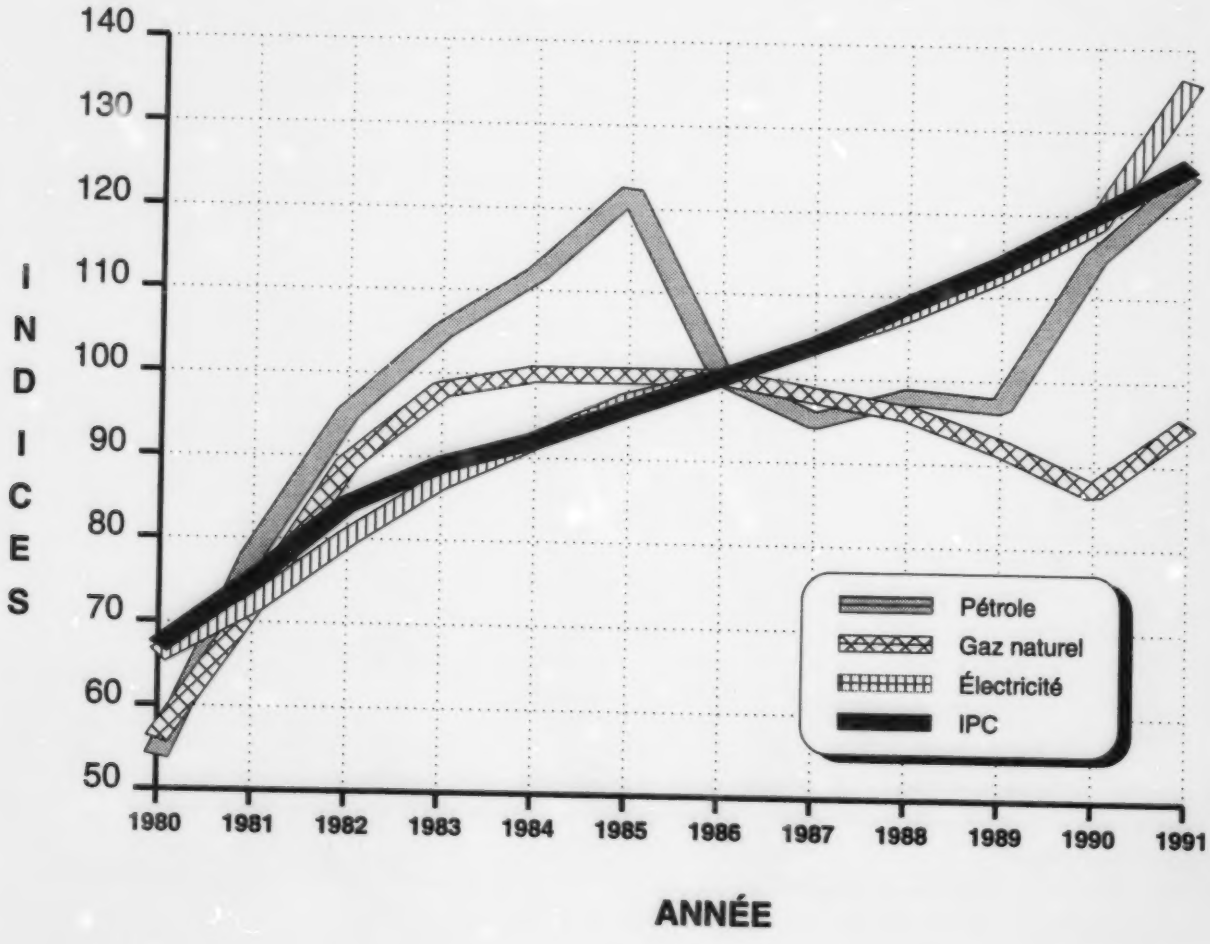
** Les factures incluent les taxes de vente, les rabais et les subventions.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

fonction des sources de production, de la taille du service et de son marché, des ressources intérieures et de la répartition géographique de la clientèle. Au tableau 11.6 figurent les coûts mensuels en vigueur en janvier 1992 dans un éventail de villes canadiennes. Winnipeg affichait le tarif résidentiel le plus faible, Vancouver, celui du secteur commercial et Winnipeg, celui du secteur industriel.

À la figure 11.1, on retrouve les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'IPC, de même que les variations de l'indice lui-même. On voit que, depuis l'effondrement du cours du pétrole en 1986, le prix de l'électricité a augmenté au même rythme que l'IPC alors que celui du gaz naturel a chuté malgré la hausse de l'inflation. Le prix du pétrole a également chuté depuis 1986, mais a connu une remontée en 1990 et 1991.

Figure 11.1. Indice des prix, 1980-1991



12. Perspectives d'avenir

Au cours des dernières années, il est devenu difficile de prévoir la demande d'électricité, en grande partie à cause du bouleversement de l'économie, résultat de la flambée des prix des ressources énergétiques, notamment de 1975 à 1977 et de 1980 à 1982. De par le monde, le renchérissement des ressources énergétiques a provoqué des perturbations qui ont appelé des rajustements au chapitre des quantités et des sources d'énergie utilisées, et remis en question certaines utilisations. L'effondrement des cours du pétrole en 1986 ainsi que la récession de 1990-1991 ont aggravé la situation car les prévisions économiques sont toujours rendues difficiles par les ajustements aux modèles de consommation énergétique. Ces difficultés créent, à leur tour, un climat d'incertitude à l'égard de la demande d'électricité si étroitement liée à la croissance économique.

Malgré tout, il est impératif d'effectuer des prévisions de la demande afin de s'assurer que la capacité installée permettra de répondre aux besoins. En effet, la mise en service de nouvelles centrales comporte de longs délais de réalisation, et les services d'électricité doivent donc prévoir la demande de nombreuses années à l'avance.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE

Au cours des 19 prochaines années, la croissance économique et démographique devrait être beaucoup plus faible qu'au cours des trente dernières années. On prévoit que le produit intérieur brut réel croîtra en moyenne de seulement 2,4 % pour la période allant de 1991 à 2010, c'est-à-dire bien moins que la moyenne traditionnelle de 4,1 % atteinte

Tableau 12.1. Prévisions de la demande d'électricité intérieure

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1991-2010
			(GWh)				(%)
T.-N.	10 601	10 530	11 119	11 960	13 128	14 396	1,6
Î.-P.-É.	761	766	812	920	1 059	1 222	2,5
N.-É.	9 779	10 131	10 788	11 617	12 652	14 001	1,9
N.-B.	13 638	14 582	15 550	17 551	19 769	22 278	2,6
Qué.	160 803	170 289	192 289	213 289	217 479	228 579	1,9
Ont.	141 674	148 228	159 916	170 552	180 370	195 492	1,7
Man.	18 013	18 127	19 164	21 055	22 559	24 169	1,6
Sask.	13 818	14 896	16 202	17 457	18 409	19 324	1,8
Alb.	43 338	46 589	51 259	58 410	63 296	68 590	2,4
C.-B.	57 528	59 165	63 525	68 300	72 330	76 430	1,5
Yukon	465	505	533	597	669	749	2,5
T. N.-O.	477	527	550	569	586	606	1.3
Canada	470 895	494 335	541 707	592 277	622 306	665 836	1,8

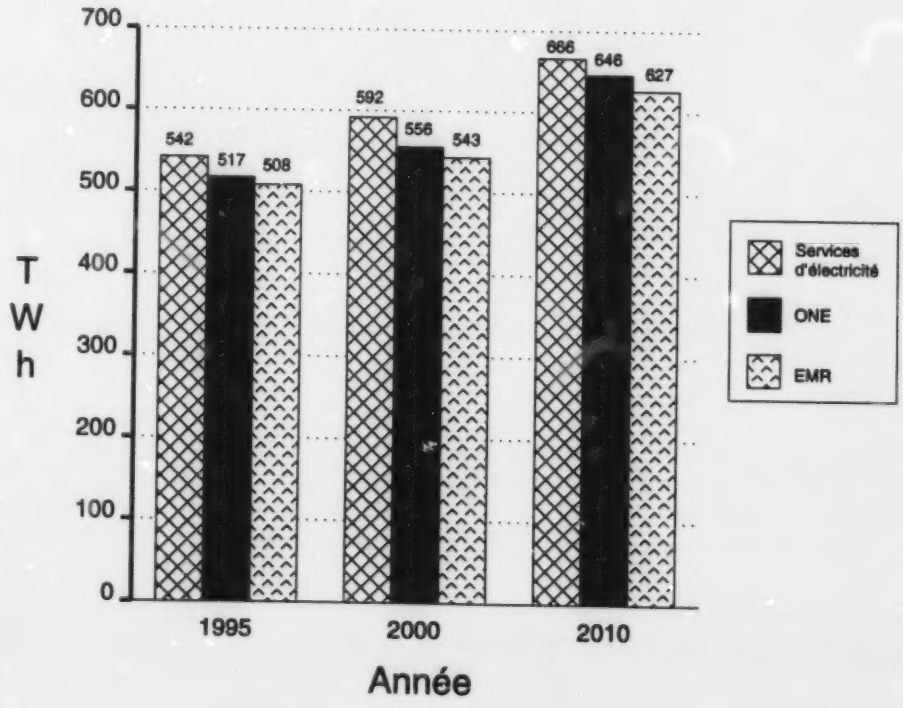
** Données actuelles*

Sources : Services d'électricité canadiens et Office national de l'énergie

au cours des derniers trente ans. Quant à la croissance démographique, on prévoit qu'elle sera en moyenne de 1,1 % pour la même période soit moins que les 1,3 % qu'elle avait atteints de 1960 à 1991. On n'envisage pas non plus de modifications structurelles de notre économie qui restera axée sur les industries de services au détriment des industries de production de biens. La gestion de la demande aura elle aussi un plus grand rôle à jouer dans la planification des installations de production d'électricité. C'est pourquoi on prévoit un faible taux d'accroissement de la demande d'électricité. Pour un aperçu des prévisions de la demande réparties sur les dix provinces et les deux territoires, se reporter au tableau 12.1. Les principaux services d'électricité ont fait parvenir au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR), en mars 1992, les prévisions pour leur zone de service respective. L'Office national de l'énergie (ONE) a établi les scénarios pour les services de moindre envergure et les autoproducteurs industriels. La Direction de l'électricité d'EMR a ensuite compilé les données provenant de ces deux sources pour prévoir la demande par province et territoire. Comme l'indique le tableau 12.1, la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada augmentera en moyenne de 1,8 % par an pour la période visée (1991-2010). Ce taux de croissance est un peu moins élevé que celui prévu l'an dernier qui était de 2,1 % pour la même période.

Divers scénarios de la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada sont présentés à la figure 12.1. À des fins de comparaison, sont indiquées les prévisions les plus récentes, notamment celles du Modèle de la demande et de substitution énergétique d'EMR, du Modèle de l'offre et de la demande de l'ONE ainsi que les prévisions des principaux services d'électricité du pays. Au cours des prochaines 19 années et en

Figure 12.1 Comparaison des prévisions de la demande d'électricité



fonction des données de contrôle, l'ONE prévoit une croissance annuelle de 1,7 %, contre 1,8 % pour les services d'électricité et 1,5 % pour EMR. Quoi qu'il en soit, toutes les prévisions annoncent un taux de croissance bien inférieur au taux annuel moyen de 4,8 % qui avait été observé de 1960 à 1991.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE POINTE

Un réseau d'électricité doit répondre à deux besoins essentiels : produire suffisamment d'énergie pour combler la demande énergétique et pouvoir compter sur une capacité installée capable de répondre à la demande de pointe. C'est en hiver que tous les principaux services d'électricité des dix provinces et des deux territoires connaissent leur demande de pointe. Au tableau 12.2, on trouve les demandes de pointe des provinces et territoires, selon les prévisions des principaux services pour la période hivernale 1991-2010. La demande de pointe pour l'ensemble du Canada augmentera à un taux annuel moyen de 1,8 %, soit le même taux que celui de la demande d'électricité, ce qui semble indiquer que le facteur de charge du réseau canadien d'électricité se stabilisera à 65 % de 1991 à 2010.

PRÉVISIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

À en juger par les taux d'accroissement prévus de la demande qui sont présentés aux tableaux 12.1 et 12.2, la capacité installée totale du Canada connaîtra une croissance annuelle moyenne de 1,3 %, ce qui la ferait passer de 105 GW à la fin de 1991 à quelque 135 GW

Tableau 12.2. Prévisions de la demande de pointe intérieure

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1991-2010
			(MW)				(%)
T.-N.	1 852	1 924	2 056	2 288	2 536	2 775	2,2
Î.-P.-É.	137	136	144	159	181	206	2,2
N.-É.	1 887	1 982	2 083	2 218	2 391	2 631	1,8
N.-B.	2 757	2 941	3 069	3 425	3 742	4 109	2,1
Qué.	29 357	30 380	32 497	36 447	38 807	41 487	1,8
Ont.	24 489	25 647	27 466	28 067	28 882	30 804	1,2
Man.	3 809	3 877	4 503	5 366	5 843	6 221	2,6
Sask.	2 371	2 643	2 854	3 067	3 231	3 382	1,9
Alb.	6 515	7 100	7 769	8 766	9 488	10 272	2,4
C.-B.	9 492	10 669	11 321	12 396	13 286	14 066	2,1
Yukon	82	88	89	100	112	125	2,2
T. N.-O.	115	119	126	128	133	138	1,0
Canada	82 863	87 506	93 977	102 427	108 632	116 216	1,8

** Données actuelles*

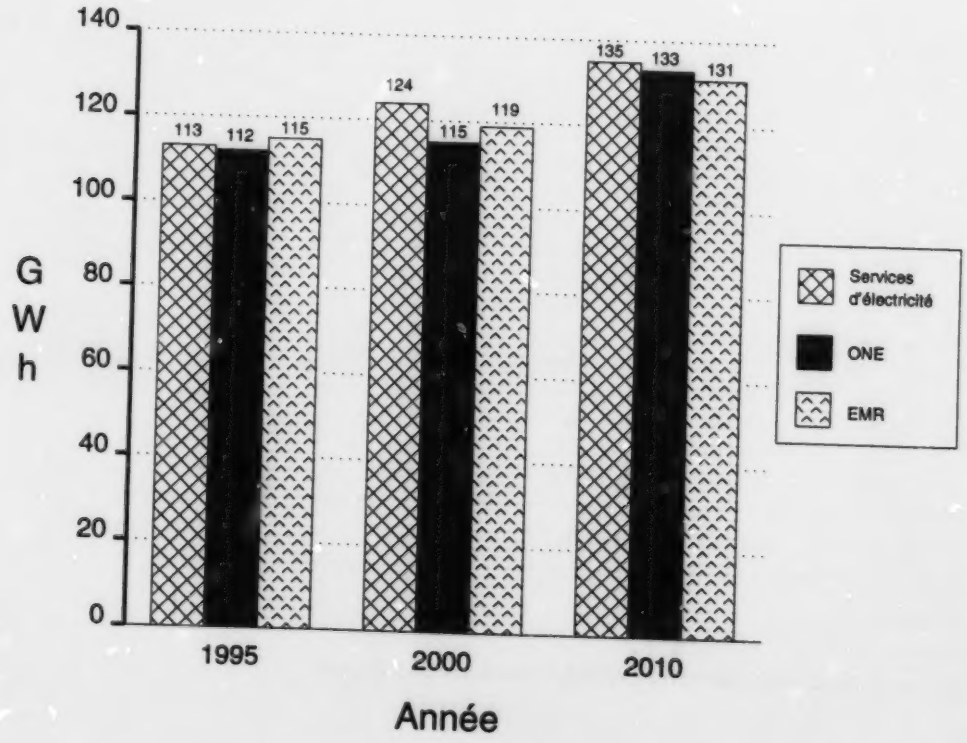
Sources : Services d'électricité canadiens et Office national de l'énergie

vers la fin de 2010. (Voir le tableau 12.3.) Cette progression est légèrement inférieure au taux de croissance de la demande et de la demande de pointe, en raison de la surcapacité que possèdent certaines provinces à l'heure actuelle.

On trouve au tableau 12.4 les prévisions de la capacité installée réparties par source d'énergie pour la période 1991-2010. En raison des préoccupations environnementales du grand public, le charbon devrait voir sa part de la capacité reculée de façon significative d'environ 19 % de la capacité installée totale en 1991 à 13 % en l'an 2010. Le mazout et le gaz naturel sont principalement utilisés pour la production d'énergie en vue de répondre aux demandes de pointe, et leurs parts de la capacité se maintiendront, durant cette période, autour de 7 % et 3 % respectivement. La part de l'hydraulique augmentera de 58 % en 1991 à 62 % en 2010 alors que celle du nucléaire diminuera légèrement de 13 % de la capacité totale en 1991 à 12 % en 2010, en raison du moratoire que l'Ontario a décrété à l'encontre de son programme de construction de centrales nucléaires. Toutefois, la part de la capacité installée totale des autres sources d'énergie devrait considérablement augmenter, y compris celle de la production indépendante qui passera de 0,7 % en 1991 à environ 5 % en 2010.

À la figure 12.2, sont comparées diverses prévisions portant sur la capacité installée totale du pays. On observe de nouveau que celles des services d'électricité occupent le haut de la plage, suivies par celles de l'ONE et d'EMR. Pour la période allant de 1991 à 2010, les services d'électricité prévoient un accroissement total d'environ 30 GW, à raison de 1 590 MW par année, contre 28 GW soit 1 470 MW par année pour l'ONE

Figure 12.2. Diverses prévisions de la capacité installée



et 26 GW ou 1 370 MW par année dans le cas d'EMR. Par ailleurs, les services d'électricité prévoient un taux de croissance de 1,3 % par an, l'ONE de 1,25 % et EMR de 1,17 %.

PRÉVISIONS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Pour répondre à la fois à la demande intérieure d'électricité (tableau 12.1) et aux demandes d'exportations (tableau 12.7), les services d'électricité ont préparé des prévisions de la production totale d'électricité pour la période allant de 1991 à 2010. (Voir le tableau 12.5.) Il semble que l'hydraulique maintiendra sa prépondérance, et sa part du total ne fléchira que de 2 %, de 62 % en 1991 à 60 % en 2010. La production d'électricité à partir du charbon perdra du terrain et sa part du marché reculera de 3 %, de 17 % en 1991 à 14 % en 2010, en raison surtout des préoccupations environnementales.

Depuis quelques années, les cours du pétrole sont en baisse, conjoncture qui, à court terme, incite les services d'électricité à utiliser leurs centrales au mazout, mais ces cours devraient se redresser dans un avenir rapproché. À longue échéance, on continuera d'avoir recours au mazout pour alimenter les centrales de pointe et les groupes électrogènes desservant les collectivités éloignées. Au-delà de 1991, la croissance de la demande générale ne fera pas varier la part du mazout dans la production d'électricité, qui demeurera stable. D'ici l'an 2010, la part du mazout dans la production totale d'électricité devrait être de 2,6 % contre 2,5 % en 1991.

Tableau 12.3. Prévisions de la capacité installée par province

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1991-2010
			(MW)				(%)
T.-N.	7 462	7 472	7 480	8 252	8 458	8 458	0,7
Î.-P.-É.	122	124	149	124	178	178	2,0
N.-É.	2 306	2 221	2 371	2 991	2 536	2 866	1,2
N.-B	3 543	3 592	4 014	4 630	4 825	5 145	2,0
Qué.	29 879	30 628	34 690	38 369	40 931	47 096	2,4
Ont.	32 729	31 915	33 960	35 111	32 650	33 444	0,1
Man.	4 946	4 843	5 227	5 707	6 193	6 088	1,1
Sask.	2 846	2 846	3 090	3 683	3 597	3 776	1,5
Alb.	7 976	8 076	8 710	11 622	10 451	12 316	2,3
C.-B.	12 497	12 505	13 015	13 451	13 315	15 047	1,0
Yukon	126	131	132	179	146	154	1,1
T. N.-O.	199	184	203	189	214	219	0,5
Canada	104 631	104 537	113 041	124 308	123 494	134 787	1,3

**Données actuelles*

Sources : Services d'électricité canadiens et Office national de l'énergie

À long terme, le recours au gaz naturel pour la production d'électricité se stabilisera à 2 % de la production totale.

On prévoit également que la part du nucléaire dans la production totale d'électricité se stabiliserait à 16 % au cours de la période de 1991 à 2010. La centrale nucléaire Darlington en Ontario, qui sera sans doute achevée en 1993, sera à l'origine de cette nouvelle capacité nucléaire. Après 2010, la part du nucléaire chutera puisqu'aucune autre centrale n'est en construc- tion.

Il est intéressant de noter que les services d'électricité, notamment Ontario Hydro, TransAlta Utilities et B.C. Hydro prévoient obtenir une bonne partie de leur électricité de producteurs indépendants. Comme l'indique le tableau 12.6, la production d'électricité d'autres sources, y compris celle des producteurs indépendants, augmentera considérablement à compter de 1995. Vers la fin de 2010, la production indépendante représentera environ 5 % de la production totale d'électricité, contre seulement 0,5 % en 1991.

On trouve à la figure 12.3 une comparaison de divers scénarios pour la production d'électricité. Entre 1991 et 2010, l'ONE prévoit un taux d'accroissement annuel moyen de 1,8 %, EMR de 1,7 % et les services d'électricité de 1,6 %.

PRÉVISIONS DES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS

Entre le Canada et les États-Unis, il existe en quelque sorte une situation de libre-échange en fait de commerce de l'électricité : il y a peu d'intervention directe des gouvernements dans le processus de négociation de contrats, aucun tarif et la réglementation est réduite à sa plus simple expression. Suite à la mise en oeuvre de l'*Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis*, d'autres barrières non tarifaires seront

Figure 12.3. Comparaison des prévisions de la production d'électricité

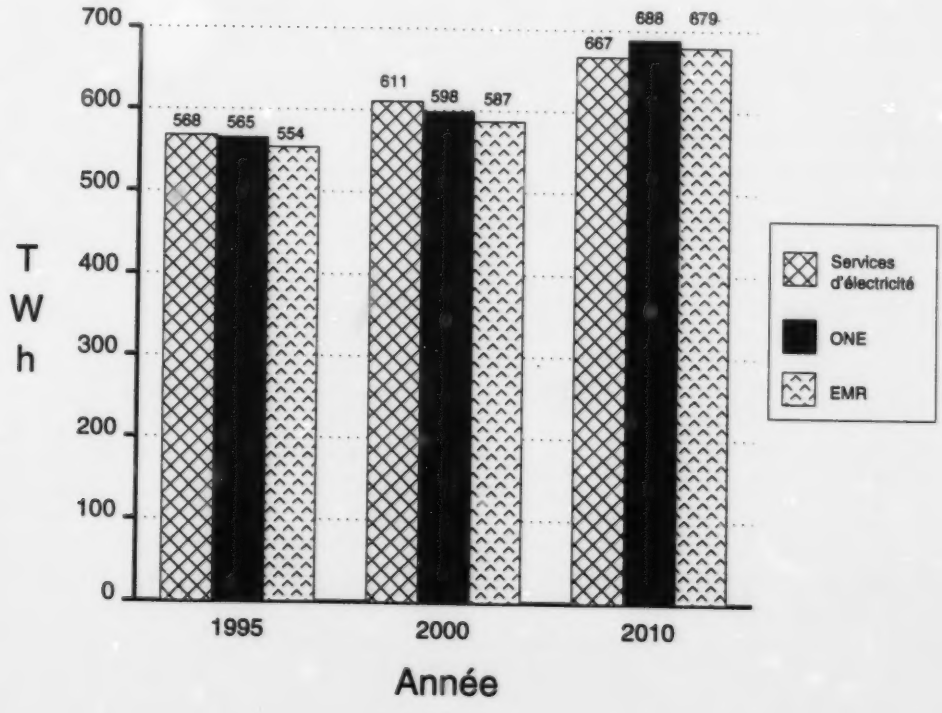


Tableau 12.4. Prévisions de la capacité installée par source d'énergie au Canada

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010
			(MW)			
Charbon	19 711	18 064	19 440	22 201	18 258	17 343
Mazout	7 346	7 355	7 764	8 223	8 363	9 796
Gaz naturel	3 577	3 502	3 801	5 067	3 854	3 921
Nucléaire	13 052	13 767	15 529	15 517	14 760	15 683
Hydraulique**	60 255	61 069	65 209	72 228	74 289	81 276
Autres***	690	780	1 298	1 072	3 970	6 768
Total	104 631	104 537	113 041	124 308	123 494	134 787

** Données actuelles*
*** Inclut 20 MW d'énergie marémotrice*
**** Capacité tirée du traitement de copaux de bois, de gaz résiduels et de la production indépendante*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.5. Production d'électricité par province : prévisions des services d'électricité

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel moyen 1991-2010
				(GWh)			(%)
T.-N.	36 968	40 769	41 347	41 829	42 804	43 866	0,9
Î.-P.-É.	71	165	340	450	450	450	10,2
N.-É.	9 385	10 055	10 416	11 245	12 280	13 629	2,0
N.-B.	15 759	15 496	19 369	20 635	23 648	25 181	2,5
Québec	142 281	164 900	177 410	194 110	199 900	212 900	2,1
Ontario	140 671	143 718	154 585	164 941	164 955	170 424	1,0
Man.	22 871	28 054	28 950	30 324	35 679	35 081	2,3
Sask.	13 576	14 693	15 970	17 270	18 231	19 138	1,8
Alb.	43 721	46 589	51 259	58 411	63 296	68 590	2,4
C.-B.	62 981	60 865	67 385	70 760	71 720	76 300	1,0
Yukon	456	505	533	597	669	749	2,5
T. N.-O.	478	527	550	569	586	606	1,3
Canada	489 227	526 336	568 114	611 141	634 218	666 914	1,6

**Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

graduellement éliminées ce qui aura pour effet d'accroître le commerce de l'électricité entre les deux pays. Le tableau 12.7 présente les exportations prévues d'électricité aux États-Unis, par province, pour la période 1991-2010.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE COMBUSTIBLES

Les prévisions relatives à la demande de combustibles du tableau 12.8 sont fondées sur celles de la production d'électricité présentées au tableau 12.6. On prévoit qu'entre 1991 et 2010, la consommation de charbon en Ontario accusera une baisse de 4,8 millions de tonnes en raison de l'augmentation de sa production d'origine nucléaire. Il n'empêche qu'en Nouvelle-Écosse la consommation de charbon augmentera de 2 millions de tonnes et, au Nouveau-Brunswick, de 1,5 million de tonnes. Les provinces grandes consommatrices de charbon, la Saskatchewan et l'Alberta, augmenteront elles aussi leur consommation pour la production d'électricité de 3 et de 6 millions de tonnes respectivement.

L'utilisation du mazout pour la production d'électricité n'augmentera que légèrement. Tel qu'indiqué ci-dessus, elle régressera et les produits pétroliers n'alimenteront plus que les centrales de pointe et les groupes électrogènes des collectivités éloignées.

Pendant la période visée (1991-2010), la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité serait relevée de 3 % par an. Les principaux autoproducteurs industriels, notamment ceux de l'Alberta et de l'Ontario, sont les plus gros consommateurs de gaz naturel destiné à la production d'électricité. Les principaux services d'électricité de l'Alberta et de Colombie-Britannique absorbent eux aussi une bonne part du gaz naturel servant à la production d'électricité.

À mesure que le taux de pénétration de l'électronucléaire s'élève au Canada, les besoins en uranium des centrales iront croissants et augmenteront de 1 % par an.

Tableau 12.6. Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010
			(GWh)			
Charbon	82 018	88 998	87 018	87 952	92 018	91 505
Mazout	12 349	16 142	14 472	16 595	15 947	17 191
Gaz naturel	7 804	10 482	14 028	19 083	19 597	15 441
Nucléaire	80 123	75 504	97 421	106 859	101 016	107 960
Hydraulique	304 328	331 967	347 211	368 561	384 384	401 267
Autres**	2 605	3 243	7 343	12 091	21 256	33 550
Total	489 227	526 336	568 114	611 141	634 218	666 914

** Données actuelles*

*** Production d'électricité à partir de copeaux de bois, de gaz résiduels et de la production indépendante*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

PRÉVISIONS DES DÉPENSES EN CAPITAL

De 1992 à 2001, les principaux services d'électricité au Canada engageront des dépenses en immobilisations de l'ordre de 128 milliards de dollars, une moyenne de 13 milliards de dollars par an. Le Québec dépensera le plus avec 54 milliards soit 42 % des dépenses totales. Une grande partie de ces dépenses seront engagées pour la phase II de la baie James et les aménagements hydroélectriques de Grande Baleine. L'Ontario investira environ 44 milliards de dollars dans le secteur de l'énergie électrique, soit environ 34 % des dépenses canadiennes. La centrale nucléaire Darlington et quelques aménagements hydrauliques en absorberont la plus grande part. (Voir le tableau 12.9.)

Les tableaux 12.10 à 12.13 présentent les dépenses en capital par fonction des principaux services d'électricité. Au cours de la période visée (1992-2001), 41 % des dépenses seront consacrées à la production, 24 % au transport, 18 % à la distribution et 17 % à d'autres types d'installations.

PRÉVISIONS DES POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES DUES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Les services d'électricité prévoient que les émissions de bioxide de carbone augmenteront encore durant les 19 prochaines années; de 93 millions de tonnes en 1991 à environ 105 millions de tonnes en 2010. (Voir la figure 12.4.) La production au charbon sera responsable de 86 % du total des émissions, suivie de celle au mazout à 11 % et de celle au gaz naturel à 3 %.

En raison des nouvelles techniques de réduction des émissions, les services d'électricité prévoient que les émissions de bioxyde de souffre seront considérablement réduites entre 1991 et 2010. (Voir le tableau 12.14.) Les prévisions en ce qui a trait aux émissions d'oxyde d'azote se trouvent au tableau 12.15.

Tableau 12.7. Exportations d'électricité aux États-Unis

	1991*	1992	1995	2000	2005	2010
			(GWh)			
Nouveau-Brunswick	3 086	2 880	3 272	2 959	3 579	2 603
Québec	5 784	11 600	9 200	18 500	12 500	12 500
Ontario	2 314	461	5 500	8 114	7 556	7 946
Manitoba	3 316	8 069	9 167	7 340	4 086	2 962
Saskatchewan	59	116	88	88	88	88
Colombie-Britannique	5 269	2 000	3 440	7 440	6 890	6 930
Canada	19 828	25 126	30 667	44 441	34 699	33 029

** Données actuelles*

Sources : Services d'électricité canadiens et Office national de l'énergie

Tableau 12.8. Besoins en combustibles pour la production d'électricité

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel ($10^6 m^3$)	Uranium (tonnes)
1991*	45 313	3 161 190	2 239	1 517
1992	48 682	3 950 334	2 887	1 478
1995	48 397	3 808 401	3 908	1 729
2000	47 474	4 377 345	5 041	1 815
2005	47 682	4 247 578	5 225	1 717
2010	47 269	4 608 430	4 065	1 834

* *Données actuelles*

Note: 1 m^3 mazout = 6,3 bbls
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.9. Dépenses en capital totales des principaux services d'électricité

	1991*	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	91	106	150	219	244	482	688	950	1 103	1 131	840
Î.-P.-É.	17	14	15	87	48	16	9	11	11	11	11
N.-É.	379	280	140	114	111	94	111	115	148	288	427
N.-B.	600	579	402	203	113	113	215	328	204	239	278
Qué.	4 074	4 633	5 453	5 260	5 216	5 660	6 026	6 461	5 741	4 712	4 697
Ont.	4 200	4 200	3 500	3 500	3 700	4 600	5 100	4 900	5 100	4 600	4 600
Man.	47	392	488	459	575	591	962	1 167	1 475	235	808
Sask.	365	284	304	317	380	291	205	167	221	366	449
Alb.	695	683	630	609	599	511	529	539	545	568	589
C.-B.	144	243	339	295	373	374	388	307	307	326	324
Yukon	11	14	34	15	7	10	9	9	10	11	12
T. N.-O.	19	33	24	23	27	24	24	24	24	24	24
Canada	10 642	11 461	11 479	11 101	11 393	12 766	14 266	14 978	14 894	12 511	13 059

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 12.10. Dépenses en capital des principaux services d'électricité (production)

	1991*	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	28	31	72	134	175	361	378	528	618	560	413
Î.-P.É.	6	6	5	80	38	8	1	1	1	1	1
N.-É.	254	150	43	10	7	7	7	8	35	107	278
N.-B.	470	451	302	105	27	21	120	229	101	132	165
Qué.	2 046	2 195	2 522	2 420	2 535	2 776	3 027	2 861	2 319	1 646	1 935
Ont.	2 400	2 100	1 500	1 300	1 300	1 500	1 700	1 500	1 400	1 200	1 400
Man.	21	184	237	217	332	439	546	651	625	50	480
Sask.	172	142	133	164	164	86	48	21	76	212	274
Alb.	262	256	323	283	174	157	157	149	152	156	162
C.-B.	25	39	63	50	55	94	141	89	59	60	66
Yukon	7	6	8	9	3	7	7	7	8	8	9
T. N.-O.	15	28	20	19	22	20	20	20	20	20	20
Canada	5 706	5 588	5 228	4 791	4 832	5 476	6 152	6 064	5 414	4 152	5 203

** Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 12.11. Dépenses en capital des principaux services d'électricité (transport)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	14	18	13	24	14	27	189	264	310	298	218
Î.-P.É.	2	0	0	0	3	0	1	1	1	1	1
N.-É.	58	61	21	27	24	9	22	23	25	90	55
N.-B.	67	70	32	26	14	17	17	18	19	19	20
Qué.	971	866	1 227	973	746	661	657	1 155	1 273	800	466
Ont.	900	1 100	900	1 000	1 200	1 800	1 800	1 700	1 900	1 400	1 400
Man.	19	122	147	129	115	54	313	407	724	58	205
Sask.	88	28	33	19	73	64	9	15	15	5	43
Alb.	154	193	100	101	180	111	127	138	134	136	139
C.-B.	19	44	77	62	81	95	97	109	139	137	178
Yukon	2	6	25	4	2	1	1	1	1	1	1
T. N.-O.	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Canada	2 295	2 508	2 576	2 366	2 453	2 840	3 234	3 832	4 542	2 946	2 727

** Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 12.12. Dépenses en capital des principaux services d'électricité (distribution)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	34	39	43	43	41	62	89	106	120	184	142
Î.-P.-É.	7	5	6	4	4	4	4	5	5	5	5
N.-É.	43	58	63	64	66	66	68	70	73	76	78
N.-B.	43	44	54	57	56	59	61	63	66	69	73
Qué.	565	896	990	1 074	1 127	1 179	1 277	1 314	1 180	1 286	1 330
Ont.	200	200	200	300	300	300	500	500	500	600	600
Man.	2	44	54	56	54	50	51	52	56	59	62
Sask.	95	103	126	121	133	130	137	122	120	138	122
Alb.	192	151	142	159	166	175	178	184	189	204	215
C.-B.	75	115	171	151	190	145	118	82	82	100	50
Yukon	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
T. N.-O.	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Canada	1 258	1 658	1 851	2 031	2 139	2 172	2 485	2 500	2 393	2 723	2 680

** Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 12.13. Dépenses en capital des principaux services d'électricité (autres)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	15	18	22	18	14	32	32	52	60	89	67
Î.-P.-É.	2	3	4	3	3	4	3	4	4	4	4
N.-É.	24	11	13	13	14	12	14	14	15	15	16
N.-B.	20	14	14	15	16	16	17	18	18	19	20
Qué.	492	676	714	793	808	1 044	1 065	1 131	969	980	966
Ont.	700	800	900	900	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400	1 200
Man.	5	42	50	57	74	48	52	57	70	68	61
Sask.	10	11	12	13	10	11	11	9	10	11	10
Alb.	87	83	65	66	79	68	67	68	70	72	73
C.-B.	25	45	28	32	47	40	32	27	27	29	30
Yukon	1	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0
T. N.-O.	2	3	2	2	3	2	2	2	2	2	2
Canada	1 383	1 707	1 824	1 913	1 969	2 278	2 395	2 582	2 545	2 690	2 449

** Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 12.14. Prévisions des émissions de SO_2 par combustible au Canada

	Charbon	Mazout
	(1 000 tonnes)	
1991	549	125
1995	483	130
2000	420	148
2005	367	121
2010	352	112

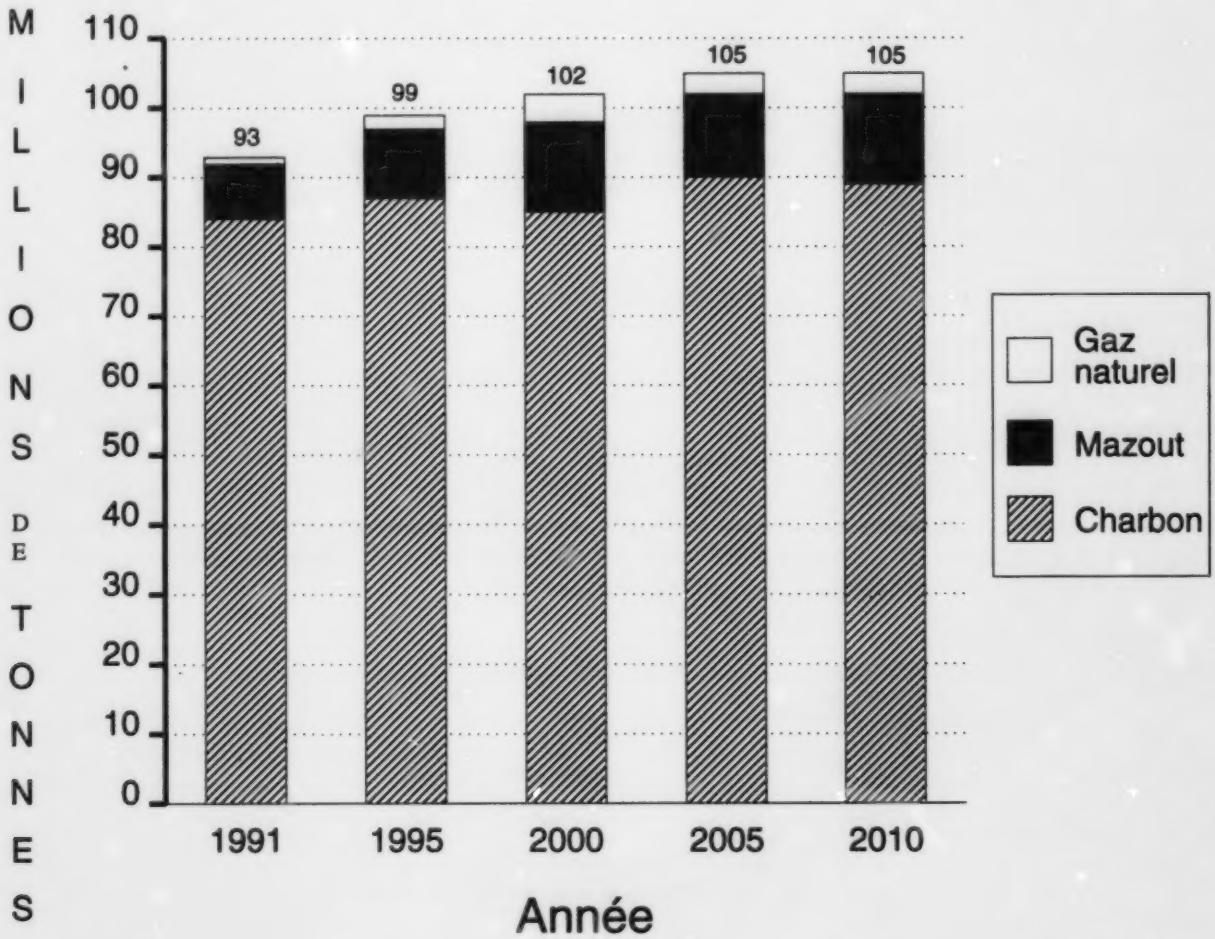
Sources : Services canadiens d'électricité

Tableau 12.15. Prévisions des émissions de NO_x par combustible au Canada

	Charbon	Mazout	Gaz naturel
		(1 000 tonnes)	
1991	193	32	3
1995	195	44	3
2000	174	50	5
2005	161	48	4
2010	156	53	4

Sources : Services canadiens d'électricité

Figure 12.4. Prévisions des émissions de CO_2 par combustible au Canada



13. La gestion axée sur la demande

SON IMPORTANCE

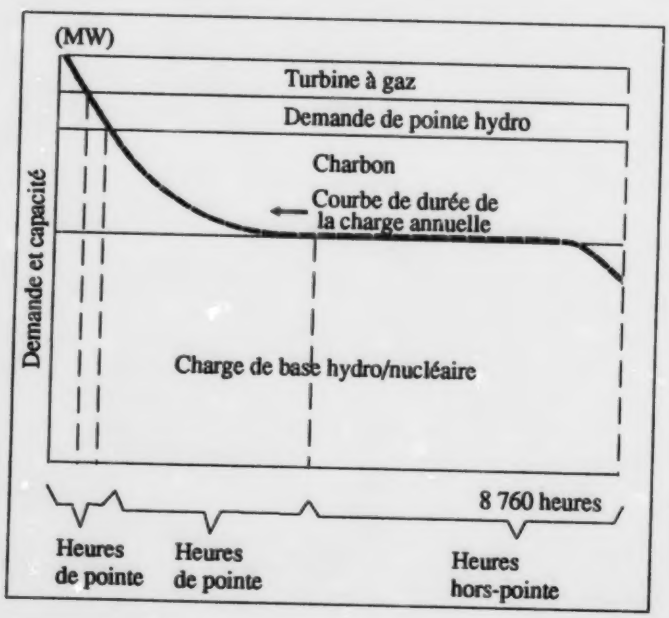
Les services canadiens d'électricité sont familiers avec le principe de la gestion axée sur la demande (GAD). Ils offrent depuis déjà plusieurs décennies des tarifs réduits pour l'énergie interruptible, et ils cherchent à améliorer le rendement de l'éclairage depuis le début du siècle. Toutefois, au seuil des années 1990, les services d'électricité consacrent plus d'efforts à la gestion axée sur la demande et, dans certaines provinces, les initiatives individuelles sont intégrées dans des programmes complets de GAD. Ces derniers sont envisagés comme un moyen de fournir un service d'électricité de qualité et ce, d'une manière souple, économique et respectueuse de l'environnement.

Depuis toujours, les services d'électricité ont répondu à l'accroissement de la demande d'énergie électrique en construisant de nouvelles installations de production, ce qui a suscité une croissance non planifiée, à laquelle on devait répondre peu importe son importance, à toutes heures du jour et en toutes saisons.

Les activités conçues pour répondre à la charge, au lieu de la gérer, se répercutent financièrement sur les services et, éventuellement, sur leurs clients. Selon les stratégies de planification traditionnelles des services d'électricité, il est nécessaire de mettre en service des installations de production supplémentaires lorsqu'il y a accroissement de la charge. Avec le temps, les services d'électricité se voient contraints d'avoir recours à des installations toujours plus coûteuses, que ce soit des centrales hydroélectriques dans des régions éloignées des centres de consommation, des combustibles nouveaux ou de remplacement, ou, encore, l'importation. Il coûte toujours plus cher d'aménager de nouvelles installations et, dans certains cas, elles engagent des coûts environnementaux importants.

Pour répondre à cette croissance incontrôlée de la charge, les services d'électricité ont égale-

Figure 13.1. Courbe de durée type de la charge annuelle et réduction du coût de production d'un service d'électricité



ment soumis leurs activités aux habitudes de consommation de leur clientèle. Pour ce faire tout en maintenant peu élevés les frais de production, les services ont dû optimiser l'utilisation de leurs sources d'approvisionnement en fonction de deux facteurs importants : (i) les frais fixes et variables de diverses sources de production, et (ii) les coûts de modifier les niveaux de production d'électricité sur une courte période. Ainsi, les services d'électricité ont jugé que la façon la plus économique de suffire à la charge est, généralement, de maximiser la production en employant, (i) des sources de production à coûts variables mais peu élevés (les centrales hydro-électriques et nucléaires) pour suffire aux exigences de la charge de base et, (ii) des sources de production à coûts variables et plus élevés (le charbon, le gaz et la réserve pompée) pour suffire aux exigences de la charge intermédiaire et de pointe. À la figure 13.1, on retrouve les sources de production qu'un service d'électricité typique utilisera pour suffire à sa charge annuelle.

De plus en plus, les services canadiens d'électricité, en procédant à l'évaluation des moyens de fournir de l'électricité pour répondre à la demande future, se rendent compte de l'écart grandissant entre les coûts de production en progression constante et le coûts des diverses options que leur offre la GAD. Celles-ci sont les diverses mesures qu'un service d'électricité peut prendre pour réduire ses coûts en modifiant les habitudes et l'ampleur de la consommation d'électricité.

LES OBJECTIFS DE LA GAD

Les services d'électricité choisissent habituellement la GAD afin de (i) maximiser le rendement de leurs activités existantes (c'est-à-dire la réduction du recours à des combustibles plus coûteux et de la période au cours de laquelle les centrales ne fonctionnent pas); et (ii) afin de minimiser la nécessité de construire de nouvelles centrales (c'est-à-dire la réduction d'une capacité de pointe, et le report de la nécessité d'une capacité supplémentaire pour répondre à la charge de base). La GAD comporte donc un certain nombre d'avantages économiques et environnementaux, particulièrement des tarifs d'électricité peu élevés et la réduction des répercussions environnementales.

Les cinq objectifs clés de la GAD sont :

La réduction de la charge - soit la réduction de la quantité d'électricité requise par la clientèle, ce qui peut être réalisé en rendant l'utilisation ultime de l'électricité plus efficace.

Le déplacement de la charge - soit la réduction de la demande de pointe en la déplaçant à des périodes de demande plus faibles. Un exemple de ce type d'initiatives est les tarifs différenciés dans le temps qui tiennent compte des coûts plus élevés associés à la fourniture d'électricité au cours des périodes de demande de pointe.

L'écrêtement des pointes - soit la réduction de la demande de pointe sans la déplacer à une autre période, ce qui peut être réalisé en offrant des tarifs préférentiels aux consommateurs qui acceptent que leur charge soit interrompue au cours des périodes de pointe.

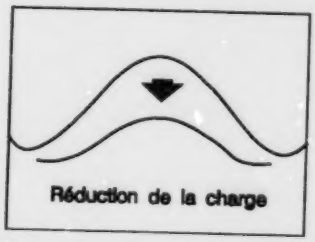
L'égalisation de la charge - soit la stimulation de l'utilisation de l'électricité durant les périodes hors-pointe afin d'augmenter la production de la charge de base et les rendements qui y sont associés, ce qui peut être réalisé grâce à des tarifs réduits.

La stimulation de la charge - soit la stimulation de la consommation d'électricité durant les périodes de pointe et hors-pointe. Pour réaliser la stimulation de la charge, on offre des incitations à de gros consommateurs d'électricité.

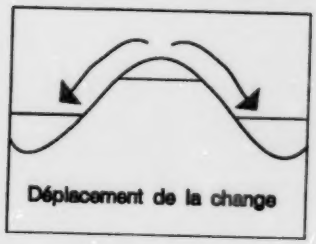
À la figure 13.2, sont illustrés les types et les exemples de programmes conçus pour atteindre les objectifs de la GAD.

Un service d'électricité choisira quelles mesures de GAD il veut mettre en oeuvre en fonction de l'équilibre de la demande et de l'approvisionnement. Les services qui ont des approvisionnements excédentaires considérables suite à une perte majeure de charge, ou qui se sont dotés d'importantes installations de production supplémentaires, ou encore qui font face à une croissance de la charge plus faible que prévue, auront tendance à favoriser les programmes de stimulation de la charge. Au contraire, les services

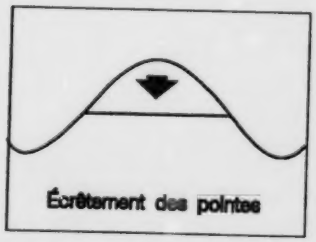
Figure 13.2 Objectifs et programmes de la gestion axée sur la demande



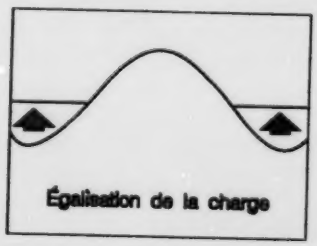
- amélioration des installations des consommateurs ultimes
- augmentations et restructuration tarifaires



- tarifs différenciés dans le temps
- tarifs hors-pointe
- stockage de l'énergie thermique
- dispositif de commande directe



- tarifs différenciés dans le temps
- tarifs pour l'énergie interruptible
- dispositif de commande directe



- tarifs différenciés dans le temps
- tarifs saisonniers
- tarifs hors-pointe
- stockage de l'énergie thermique

- tarifs promotionels
- électrotechnologies industrielles
- chauffage bi-énergie
- marketing des exportaitons

qui sont près d'atteindre l'équilibre entre leurs installations de production et la charge, favoriseront sans doute la réduction de la charge ou le déplacement.

Au début et au milieu des années 1980, plusieurs services canadiens d'électricité avaient une capacité excédentaire provenant d'une demande inférieure aux prévisions. À ce moment, quelques services ont introduit des programmes pour stimuler la charge. Ces initiatives comprenaient des campagnes publicitaires visant l'augmentation de la consommation, l'offre de tarifs préférentiels afin d'attirer des industries grandes consommatrices d'énergie, des programmes favorisant la conversion à l'électricité, et de plus grands efforts de marketing pour mousser les ventes à l'exportation.

Aujourd'hui, la situation s'est totalement transformée. Alors que la capacité excédentaire nette du Canada chutait de 14 % en 1980 à 5 % en 1991, les services d'électricité ont mis fin aux programmes de stimulation de la charge et ont adopté de vigoureuses initiatives, seules ou dans le cadre d'un programme complet de GAD, visant la réduction de la charge ou le déplacement. Généralement, ces programmes comprennent un choix de structures tarifaires, des incitations directes, une communication étroite avec la clientèle, et de la publicité.

LES INITIATIVES EN MATIÈRE DE GAD

Les divers types d'initiatives entrepris par les services d'électricité peuvent être regroupés sous trois catégories.

Les améliorations de l'efficacité énergétique comprennent les initiatives conçues pour inciter la clientèle à consommer plus efficacement l'électricité et ainsi réduire la charge. Ces initiatives visent habituellement à améliorer la pénétration du marché d'équipements à haute efficacité

Tableau 13.1. Économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité

	1991	1992				2000				2010			
	Actuelle	AÉÉ*	DC*	ÉI*	Total	AÉÉ	DC	ÉI	Total	AÉÉ	DC	ÉI	Total
							(MW)						
T.-N.	1	3	0	0	3	0	0	108	108	0	0	0	0
Î.-P.-É.	19	3	0	18	21	7	0	20	27	26	0	21	47
N.-É.	0	11	0	170	181	175	0	201	376	293	0	253	546
N.-B.	52	25	0	68	93	156	0	80	236	276	0	80	356
Qué.	2 436	270	1 680	1 000	2 950	2 070	1 770	1 200	5 040	2 780	1 440	1 200	5 420
Ont.	508	550	221	0	771	3 500	750	0	4 250	6 730	1 193	0	7 923
Man.	0	3	0	0	3	174	19	30	223	313	0	0	313
Sask.	0	294	4	148	446	430	21	191	642	488	21	191	700
Alb.	438	0	13	425	438	180	100	500	780	180	100	500	780
C.-B.	75	150	0	0	150	883	0	0	883	1 205	0	0	1 205
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	3 529	1 309	1 918	1 829	5 056	7 575	2 660	2 330	12 565	12 291	2 754	2 245	17 290

*Note : AÉÉ - Amélioration de l'efficacité énergétique
DC - Déplacement de la charge
ÉI - Énergie interruptible

Sources : Données tirées d'une enquête effectuée par la Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada, janvier 1992

énergétique ou à améliorer l'exploitation de l'équipement électrique du client.

Ce type d'initiatives est au coeur des programmes de GAD des services d'électricité. Il en existe beaucoup d'exemples. Le tableau E1 de l'annexe E présente quelques-uns des programmes que les services canadiens d'électricité ont mis en oeuvre ou planifient de mettre en oeuvre.

Le déplacement de la charge a trait aux efforts d'un service pour modifier les périodes de demande de ses clients. Le but du déplacement de la charge est de réduire la demande de pointe qui se manifeste durant la journée, et, au Canada, durant l'hiver. La demande est déplacée à des périodes hors-pointe mais la demande totale d'énergie reste la même.

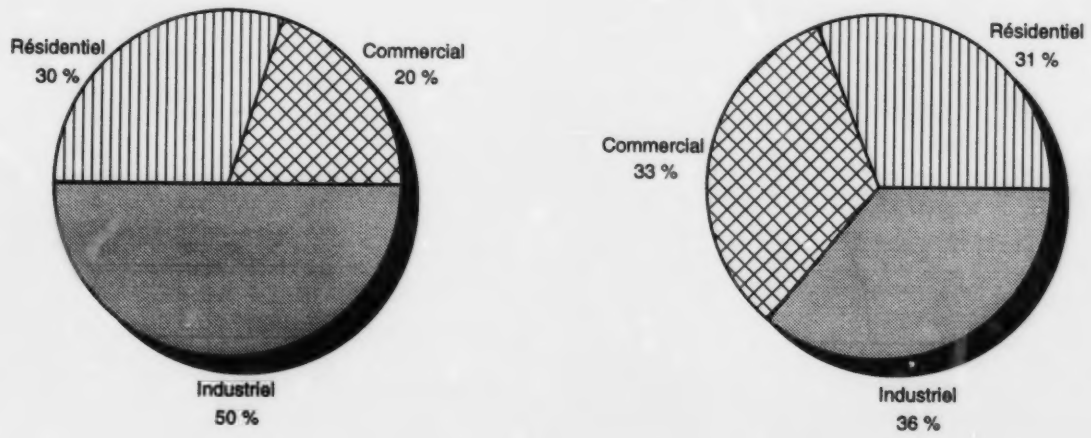
Ce type d'initiatives est populaire auprès des services dont (i) la capacité est limitée i.e. qu'elle est d'origine thermique plutôt qu'hydraulique, et (ii) qui, pour répondre à la demande de pointe, doivent exploiter plusieurs unités de production onéreuses ou des unités ayant des incidences environnementales plus importantes. Le déplacement de la charge est habituellement réalisé grâce à la structuration tarifaire ou par le contrôle direct. Le tableau E2 de l'annexe E décrit les initiatives actuelles des services canadiens d'électricité dans le domaine du déplacement de la charge.

L'énergie interruptible est le troisième type de réduction de la charge en vertu de la GAD. C'est aussi, propablement, l'initiative de GAD avec laquelle les services sont le plus familiers. Les contrats d'énergie interruptible sont généralement offerts aux gros consommateurs d'électricité qui sont dotés de quelque forme de production complémentaire. Ces consommateurs se recrutent surtout parmi les clients industriels ou institutionnels. Lors d'un contrat d'énergie interruptible, le client bénéficie d'un tarif préférentiel pour avoir accepté le risque de voir limiter intentionnellement sa charge lors de périodes de grande demande et d'approvisionnements limités.

LA GAD ET LES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Au tableau 13.1 sont résumées les prévisions des services canadiens

Figure 13.3. Économies de puissance par secteur grâce à la GAD*



** Basées sur les prévisions des services d'électricité à l'égard des économies de puissance par secteur, i.e. des économies totales de 5 056 MW en 1992 et de 12 394 MW en 2000.*

d'électricité à l'égard des économies de puissance provenant de la mise en oeuvre des initiatives et des programmes de GAD pour les années 1992, 2000 et 2010. Les économies prévues excèdent toute économie de puissance naturelle tirée d'une consommation plus efficace de l'électricité. Les économies de puissance sont cumulatives.

Avant 1991, les services d'électricité avaient économisé 3 529 MW de puissance grâce à leurs programmes de GAD, ce qui représentait plus de 3 % de la capacité de production totale. Hydro-Québec a réalisé les plus grandes économies qui s'élevaient à 2 436 MW, suivie d'Ontario Hydro dont les économies se sont élevées à 508 MW et TransAlta Utilities à 438 MW.

D'ici la fin de 1992, les services canadiens d'électricité prévoient tirer de la GAD des économies de puissance d'environ 5 056 MW. Les économies réalisées par la GAD touchent surtout les réductions de la demande de pointe, grâce à l'écrêtement ou au déplacement.

La majeure partie des économies prévues réalisées par la GAD proviennent des initiatives de déplacement de la charge, tout spécialement du programme de bi-énergie d'Hydro-Québec. En vertu de ce programme, les consommateurs industriels et commerciaux utilisent, la plupart du temps, de l'électricité pour le chauffage mais passent à une autre source d'énergie, comme le mazout, durant les périodes de pointe du chauffage (soit lorsque la température tombe sous un certain seuil). En échange de la conversion durant ces périodes de pointe, les clients de ce programme payent un tarif réduit pour leur consommation durant les périodes hors-pointe.

L'énergie interruptible contribue également de manière importante aux économies de puissance, grâce aux contrats avec les gros consommateurs qui acceptent des interruptions occasionnelles dans le service en échange de tarifs d'électricité réduits. La plupart des services d'électricité offrent de tels contrats d'énergie interruptible.

Tableau 13.2. Économies d'énergie réalisées grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des services d'électricité

	1991 Actuelle	1992	2000	2010
		(GWh)		
T.-N.	6	14	14	14
Î.-P.-É.	2	8	145	145
N.-É.	0	45	711	1 188
N.-B.	14	75	689	1 268
Québec	226	741	10 289	14 226
Ontario	1 257	2 320	11 345	20 255
Manitoba	-	15	810	1 414
Sask.	-	672	1 182	1 505
Alberta	-	250	900	900
C.-B.	425	826	4 760	6 515
Canada	1 930	4 966	30 845	47 430

Sources : Données tirées d'une enquête effectuée par la Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada, janvier 1992

Hydro-Québec prévoit économiser, en 1992, 1 000 MW grâce à l'énergie interruptible.

En 1990, les améliorations de l'efficacité énergétique n'ont représenté que 3 % des économies de puissance tirées de la GAD par les services canadiens d'électricité. En 1991, ce pourcentage s'élevait à 19 %. Cependant, on prévoit que ce pourcentage augmentera à 25 % en 1992, ce qui réflète le délai entre l'élaboration des programmes, la mise en oeuvre et la pénétration du marché.

En l'an 2000, on prévoit que les économies totales réalisées grâce à la GAD auront atteint plus de 12 565 MW. À ce moment, environ 60 % des économies réalisées par la GAD proviendront des améliorations de l'efficacité énergétique. Ces initiatives serviront de base aux programmes de GAD de B.C. Hydro, de SaskPower, d'Hydro-Manitoba, de Ontario Hydro, d'Hydro-Québec et d'Énergie NB. Les services d'électricité de Terre-Neuve, de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de l'Alberta continueront de compter sur l'énergie interruptible pour la majeure partie de leurs économies réalisées par la GAD. Cette situation se maintiendra jusqu'en 2010 alors que les économies devraient atteindre 17 290 MW. De ce total, 12 291 MW (soit 71 %) devraient provenir des améliorations de l'efficacité des équipements électriques.

La figure 13.3 illustre les secteurs où se réaliseront les économies prévues. Les données révèlent qu'en 1992, 50 % des économies proviendront du secteur industriel, ce qui indique que les services d'électricité favorisent le déplacement de la charge et les contrats d'énergie interruptible avec leur gros clients industriels. En 2000, les économies seront mieux distribuées entre les secteurs industriel, commercial et résidentiel, grâce au succès des améliorations de l'efficacité énergétique dans le secteur commercial, particulièrement les améliorations de l'efficacité de l'éclairage. Les économies du secteur industriel s'élèveront sans doute à 36 % des économies totales de la charge de pointe en l'an 2000.

Au tableau 13.2 se trouvent résumées les économies d'énergie réalisées grâce à l'amélioration de l'efficacité des équipements électriques. On prévoit que 4 966 GWh d'électricité seront économisées en 1992, contre seulement 581 GWh en 1990 et 1 930 GWh en 1991. C'est en l'an 2000 que la véritable mesure de l'impact qu'auront ces initiatives sera prise lorsque les économies atteindront 30 845 GWh. On prévoit même que les économies d'énergie s'élèveront à plus de 47 000 GWh en 2010.

LES DÉPENSES EN CAPITAL PRÉVUES POUR LA GAD

La plupart des services d'électricité sont incapables d'évaluer les coûts des programmes et des initiatives de GAD qu'ils envisagent de mettre en oeuvre, car ils éprouvent certaines difficultés à déterminer le taux de pénétration de ces programmes. De plus, les programmes de réduction de la charge représentent une grande partie des efforts en matière de GAD et l'établissement des coûts de ces programmes est complexe et lié, dans bien des cas, à la fréquence de pénuries imprévisibles. Quelques-uns des plus petits services ont déterminé que leur planification en matière de GAD n'est pas aussi détaillée et à long terme que la planification des autres ressources.

Les trois plus importants services canadiens d'électricité (Hydro-Québec, Ontario Hydro et B.C. Hydro) ont mis en oeuvre de vigoureux programmes de GAD et ont pu prévoir leurs coûts.

Ensemble, leurs efforts en matière de GAD représenteront 94 % de toutes les économies réalisées par les services d'électricité au cours de la période 1992-2010. Leurs dépenses en capital pour la GAD jusqu'à l'an 2000 seront de l'ordre de 8 milliards de dollars courants. Ainsi, les dépenses d'Ontario Hydro pour la GAD s'élèveront à 4,5 milliards de dollars, celles d'Hydro-Québec à 3 milliards de dollars et celles de B.C. Hydro à 2,5 milliards de dollars. En 1992, les services d'électricité prévoient dépenser environ 375 millions de dollars courants pour des programmes de GAD.

14. La production indépendante d'électricité

Dans ce chapitre, production indépendante d'électricité (PIÉ) désigne les installations de production d'électricité que possèdent et exploitent, dans chaque province et territoire, les producteurs d'électricité autres que les principaux services d'électricité indiqués au tableau 1.1. Traditionnellement, cette production comprend les petits services d'électricité et les autoproducteurs industriels. Dans les pages qui suivent, seront décrits les politiques d'achat d'énergie électrique des principaux services d'électricité et le potentiel de la PIÉ au Canada.

ÉTAT DE LA PIÉ

Au 31 décembre 1991, la capacité installée totale de la PIÉ en service au Canada était évaluée à environ 7 477 MW, ou environ 7,2 % de la capacité totale canadienne. De ce total, les autoproducteurs, principalement les industries de pâtes et papiers, les exploitations minières et les alumineries, possédaient et exploitaient 6 155 MW soit 82 %. (Voir le tableau 14.1.) Les petits services d'électricité, incluant les petites sociétés privées et les services municipaux, généraient les autres 1 322 MW, soit 18 %. (Voir le tableau 14.2.)

La plus grande partie de la capacité installée totale de la PIÉ est d'origine hydraulique, soit environ 5 597 MW ou 75 % du total. Suit le gas naturel avec 923 MW (12 %), diverses sources telles que les déchets de bois ou le gaz résiduel avec 687 MW (9 %), et le pétrole avec 270 MW (4 %). Environ 45 % de la capacité de la PIÉ est située au Québec, 27 % en Colombie-Britannique, 16 % en Ontario et 6 % en Alberta.

On évalue à un total de 47 986 GWh, la production que les installations de la PIÉ ont générée en 1991, ce qui représente 9,8 % de toute l'énergie électrique produite au Canada. De ce total, les autoproducteurs ont produit 40 383 GWh, soit 84 %, les petits services d'électricité produisant le reste. (Voir les tableaux 14.3 et 14.4.) Environ 38 526 GWh (80 %) étaient d'origine hydraulique, venaient ensuite le gaz naturel avec 5 335 GWh (11 %), diverses

Tableau 14.1. Capacité installée des autoproducteurs par source d'énergie, 1991

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(MW)				
T.-N.	0	20	0	20	0	85	5	110
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	29	0	29	0	5	19	53
N.-B.	0	77	0	77	0	17	87	181
Québec	0	22	8	30	0	2 573	5	2 608
Ontario	0	0	437	437	0	296	91	824
Manitoba	0	3	4	7	0	0	23	30
Sask.	0	21	38	59	0	0	22	81
Alb.	0	1	357	358	0	0	65	423
C.-B.	0	94	51	145	0	1 305	370	1 820
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	2	20	22	0	3	0	25
Canada	0	269	915	1 184	0	4 284	687	6 155

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206 et Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada

sources avec 2 734 GWh (6 %), et le pétrole avec 1 383 GWh (3 %).

LES POLITIQUES D'ACHAT

L'électricité que produisent les producteurs indépendants est tout bonnement vendue aux principaux services d'électricité ou alors répond à leurs propres besoins. Bien que les producteurs indépendants aient produit 47 986 GWh en 1991, on estime que moins de 4 400 GWh (9,2 %) de ce total ont été vendus aux grands services d'électricité. En 1991, B.C. Hydro s'est procuré 3 300 GWh, suivie par Hydro-Québec avec 519 GWh et Ontario Hydro avec 500 GWh. Les producteurs indépendants ont consommé le reste.

La plupart des principaux services d'électricité appuient maintenant la production indépendante. En général, l'objectif visé est de favoriser la production indépendante à meilleurs coûts et ce, à l'avantage de la province. À cette fin, certains des principaux services d'électricité ont modifié ou annoncé des politiques d'achat, et la plupart d'entre eux achèteront de l'électricité des producteurs indépendants à des prix qui démontrent leur valeur à long terme pour le réseau.

La plupart des principaux services d'électricité se sont dotés de politiques d'achat à prix fixes, sauf les services de Terre-Neuve et de Saskatchewan. Le tableau E3 de l'annexe E résume les prix que proposent aux producteurs indépendants les principaux services d'électricité canadiens.

Sont décrites ci-dessous, en résumé, les politiques à l'égard de la PIÉ, maintenant en vigueur dans certaines provinces.

La politique d'Ontario Hydro à l'égard de la PIÉ en Ontario comporte les éléments suivants :

Tableau 14.2. Capacité installée des petits services d'électricité par source d'énergie, 1991

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(MW)				
T.-N.	0	0	0	0	0	134	0	134
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	1	0	1	0	36	0	37
Québec	0	0	0	0	0	605	0	605
Ontario	0	0	8	8	0	336	0	344
Manitoba	0	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	0	0	0	0	0	0
Alb.	0	0	0	0	0	0	0	0
C.-B.	0	0	0	0	0	202	0	202
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	0	1	8	9	0	1 313	0	1 322

Sources : Direction de l'énergie électrique, Office national de l'énergie, mars 1992 et Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada, mars 1992

- favoriser la mise en valeur de la PIÉ aux meilleurs coûts et ce, à l'avantage de l'Ontario;
- acheter de l'énergie électrique des producteurs indépendants à des prix qui démontrent sa valeur à long terme pour le réseau d'Ontario Hydro;
- acheter des producteurs indépendants une puissance de 5 MW ou moins selon une structure tarifaire officielle;
- acheter des producteurs indépendants une puissance de plus de 5 MW par l'entremise de négociations ou par la demande de soumissions.

En Alberta, le gouvernement provincial a adopté la *Small Power Research and Development Act*, le 11 mai 1988. Cette loi vise à encourager la production d'électricité en Alberta grâce à de petits aménagements utilisant la puissance éolienne, hydraulique et de la biomasse, et à évaluer la production des petites centrales. Cette évaluation permettra à l'Alberta de déterminer l'apport à long terme des petits aménagements en énergie électrique.

En vertu de la loi, le prix d'achat de l'énergie sera fixé à 5,2 cents par kWh jusqu'en 1994, et la quantité d'énergie achetée à ce prix sera limitée à 125 MW. Les contrats s'étendront sur 15 à 25 ans.

En juin 1988, B.C. Hydro a rendu publique une nouvelle politique d'achat de la PIÉ. Cette politique est un élément majeur de son plan de ressources de 20 ans. Les achats de PIÉ peuvent se faire selon l'une ou l'autre des catégories suivantes :

- directement des producteurs indépendants;
- l'électricité excédentaire provenant de l'autoproduction, y compris de la cogénération;

Tableau 14.3. Production d'électricité des autoproducteurs par source d'énergie, 1991

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(GWh)				
T.-N.	0	0	0	0	0	495	0	495
Î.-P.É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	193	0	193	0	41	143	377
N.-B.	0	463	0	463	0	67	261	791
Québec	0	0	0	0	0	17 524	0	17 524
Ontario	0	211	1 876	2 087	0	1 645	380	4 112
Manitoba	0	20	13	33	0	0	30	63
Sask.	0	10	227	237	0	0	176	413
Alb.	0	0	2 704	2 704	0	0	663	3 367
C.-B.	0	485	515	1 000	0	11 135	1 081	13 216
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	1	0	1	0	24	0	25
Canada	0	1 383	5 335	6 718	0	30 931	2 734	40 383

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, catalogue 57-206 et Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada

- le déplacement de la charge par auto-production, y compris par la cogénération; et
- le déplacement de la charge grâce à des mesures d'efficacité énergétique.

En vertu de cette politique, B.C. Hydro établit un prix d'achat annuel fixe pour les petits aménagements (au-dessous de 5 MW) afin de minimiser les coûts d'opération. Le prix d'achat réflète la valeur entre les coûts marginaux à court et à long termes de B.C. Hydro.

Bien qu'Hydro-Québec achète depuis un bon moment de l'électricité de producteurs indépendants, Hydromega Development est le premier producteur indépendant au Québec à mettre en valeur et à exploiter de petites centrales hydrauliques dans le but exprès de vendre toute la production à Hydro-Québec. Hydroméga possède et exploite deux centrales hydroélectriques d'une capacité installée de 2,4 MW et de 2,0 MW. Hydro-Québec achète toute la production d'Hydromega et les prix sont basés sur les coûts marginaux d'Hydro-Québec. La durée du contrat est de 20 ans.

Un deuxième producteur indépendant du Québec, situé sur la Côte Nord, négocie présentement avec Hydro-Québec l'achat de la production totale de son aménagement hydroélectrique d'une puissance de 20 MW. Les centrales seraient construites sur la rivière Brador.

Hydro-Québec estime qu'entre 1990 et 1995, elle interconnectera à son réseau 390 MW produits par des producteurs indépendants. De ce total, 300 MW proviendront de la cogénération et 90 MW d'incinérateurs et de petits aménagements hydro-électriques.

En Saskatchewan, la PIÉ ne fait l'objet d'aucune entente. La province est dotée d'une capacité installée de 26 MW produits par cogénération par des installations diverses, allant de l'usine de pâtes Weyerhaeuser près de Prince Albert à la petite installation de production du North Battleford Hospital. Ces

Tableau 14.4. Production des petits services d'électricité par source d'énergie, 1991

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(GWh)				
T.-N.	0	8	0	8	0	800	0	808
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	0	0	0	0	140	0	140
Québec	0	0	0	0	0	4 200	0	4 200
Ontario	0	0	0	0	0	1 630	0	1 630
Manitoba	0	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	0	0	0	0	0	0
Alb.	0	0	0	0	0	0	0	0
C.-B.	0	0	0	0	0	825	0	825
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	0	8	0	8	0	7 595	0	7 603

Sources : Direction de l'énergie électrique, Office national de l'énergie, mars 1992 et Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada, mars 1992

intallations répondent à leur propre charge et ne fournissent aucune énergie excédentaire à SaskPower. Toutefois, SaskPower a conclu une entente avec un producteur indépendant potentiel pour la production de 15 MW. L'éventuelle centrale Jans Bay, alimentée à la biomasse, doit entrée en service en juillet 1994.

En novembre 1990, SaskPower mettait sur pied le Electrical Energy Options Review Panel afin d'obtenir le point de vue du public sur les divers choix offerts à la province pour répondre à la demande et assurer l'approvisionnement dans l'avenir. L'examen est maintenant terminé et le comité a rendu public son rapport. Le comité a fait les recommandations suivantes au sujet de la PIÉ :

- la production indépendante doit être limitée, au départ, à 125 MW;
- le gouvernement de la Saskatchewan devrait immédiatement mettre sur pied un tribunal indépendant qui jouera le rôle d'arbitre entre SaskPower et les producteurs indépendants. SaskPower et le tribunal devront élaborer un cadre d'action d'une grande transparence, qui comprendrait une politique d'achat selon le coût évité, afin de faciliter l'intégration des producteurs indépendants d'électricité au réseau provincial.

SaskPower étudie présentement les recommendations du comité et y répondra bientôt. Une nouvelle politique émergera vraisemblablement de cette étude.

Comme l'indique le tableau E3, les prix d'achat des principaux services d'électricité semblent être basés sur le principe des coûts évitables. Ainsi, le coût de la PIÉ doit être égal ou moindre que ce qu'il en coûterait aux principaux services d'électricité pour de nouvelles installations afin de fournir de l'électricité à

Tableau 14.5. Prévisions de la capacité de production réalisable par les producteurs indépendants

	1992	2000			2010		
		Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques	Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques
				(MW)			
T.-N.	195	239	0	6	239	0	6
N.-É.	0	8	21	33	8	21	28
N.-B.	165	18	147	100	18	147	100
Québec	23	140	396	328	300	600	400
Ontario	598	266	2 733	108	356	3 453	178
Sask.	0	0	0	15	0	0	15
Alberta	21	0	0	125	2 100	0	0
C.-B.	26	97	402	217	715*	0	1 000
Canada	1 028	768	3 699	926	3 736	4 221	1 727

** Peuvent être produits soit par B.C. Hydro ou par la PIÉ.*

Sources : Services canadiens d'électricité, mars 1992

leurs clients. Bien que Hydro-Manitoba n'ait aucune politique d'achat actuellement, elle a indiqué qu'elle adopterait, elle aussi à cet égard, le principe des coûts évitables.

LE POTENTIEL DE LA PIÉ AU CANADA

Dans la section suivante sont présentées les prévisions des principaux services d'électricité à l'égard de la PIÉ qui sera mise à contribution au cours des 19 ans de la période de planification allant de 1992 à 2010. Compte tenu des coûts d'équipement, des coûts des combustibles, des taux d'intérêt, du rendement des investissements et des estimations des prix d'achat, les principaux services ont établi des prévisions du potentiel de la PIÉ, qui serait rentable du point de vue des promoteurs de la PIÉ. Les prévisions de la capacité de la PIÉ sont regroupées en trois catégories : hydraulique, cogénération et autre sources thermiques.

Le tableau 14.5 résume la capacité que pourrait atteindre la PIÉ entre 1992 et 2010. Selon les estimations des principaux services d'électricité, la PIÉ pourra atteindre une capacité totale de 5 393 MW en l'an 2000. De ce total, la cogénération, principalement au gaz naturel, représentera 69 %, suivie par les diverses sources thermiques (au combustible résiduel) à 17 % et les petites centrales hydroélectriques à 14 %. En l'an 2000, il est prévu que la majorité des nouveaux producteurs indépendants seront situés en Ontario (58 %), au Québec (16 %) et en Colombie-Britannique (13 %).

À la fin de 2010, il est prévu que la PIÉ atteindra une capacité totale d'environ 9 684 MW. De nouveau, la cogénération au gaz naturel détiendra la plus grosse part à 44 %, suivie par les petites centrales hydrauliques à 38 % et les diverses sources thermiques à 18 %. En 2010, environ 41 % des installations des producteurs indépendants seront situées en Ontario.

Bien que les aménagement de la PIÉ entraînent eux aussi des répercussions sur l'environnement, le public semble les préférer puisqu'ils sont de petites dimensions, occupent un espace limité et sont éloignés les uns des autres. Ainsi, considérées une à une, leurs répercussions sur l'environnement et les communautés sont peut-être moins grandes que celles des installations classiques de

Tableau 14.6. Prévisions de la production réalisable par les producteurs indépendants

	1992	2000			2010		
		Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques	Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques
				(GWh)			
T.-N.	1 358	1 581	0	40	1 581	0	40
N.-É.	2	48	168	248	48	168	210
Québec	143	797	2 775	2 500	1 970	4 205	3 045
Ontario	3 932	1 914	18 985	710	2 027	23 891	1 169
Sask.	0	0	0	85	0	0	0
C.-B.	68	364	3 080	1 575	1 770	0	0
Canada	5 503	4 304	25 008	5 158	7 396	28 264	4 464

Sources : Services canadiens d'électricité, mars 1992

production. Au contraire, ces dernières sont de grandes dimensions, regroupent plusieurs unités et prennent plus de temps à construire.

La mise en valeur de la PIÉ dépendra toutefois de sa rentabilité. Le principal facteur pour déterminer la viabilité d'un aménagement de PIÉ est la possibilité d'atteindre un rendement acceptable du capital investi. Selon les estimations d'Ontario Hydro, un promoteur de PIÉ doit s'assurer d'obtenir un taux de rendement des investissements de 15 % à 20 % avant d'entreprendre un projet.

Le taux de rendement et, par conséquent le niveau de mise en valeur de la PIÉ, est directement lié au prix d'achat offert par un grand service d'électricité. Comme l'indique le tableau E3, les prix offerts par les principaux services d'électricité sont généralement basés sur le principe des coûts évitables. Par définition, les coûts évitables sont les frais que devraient engagés les principaux services d'électricité pour fournir le même approvisionnement d'énergie électrique que les producteurs indépendants. Concrètement, les coûts évitables sont toutefois difficiles à calculer.

Actuellement, les producteurs indépendants ne produisent qu'une petite quantité de l'électricité au Canada. Toutefois, au cours des dernières années, les planificateurs ont commencé à accorder une plus grande attention à la PIÉ, particulièrement lorsque cette électricité est produite à partir de ressources renouvelables ou résiduelles, ou selon un meilleur rendement que la production classique. On prévoit que la PIÉ jouera un rôle beaucoup plus actif dans le développement des services canadiens d'électricité au cours de la prochaine décennie et de la suivante.

Annexe A

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1991	117
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1991	118
Tableau A3.	Capacité thermique classique par source principale, 1991	119
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1991	119
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité par province	120
Tableau A6.	Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1991	122
Tableau A7.	Capacité par type de centrale	124
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1991 et augmentations prévues entre 1992-2014	129

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1991

Année	CAPACITÉ INSTALLÉE					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Marge de réserve		Facteur de charge
	Thermique										
	Classique	Nucléaire	Total partiel	Hydro	Total						
	(MW)					(GW.h) (a)	(MW) (b)	(MW) (c)	(MW)	(%) (d)	(%) (e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 643	23 035	109 304	12 478	17 264	5 771	33	72
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 527	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	28 363	5 866	34 229	47 770	81 999	340 068	38 821	59 167	22 832	39	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	65 798	29 391	45	67
1985	30 475	10 664	41 139	55 880	97 019	406 859	46 445	71 235	25 784	36	65
1986	30 979	11 364	42 343	57 731	100 074	423 027	48 153	70 364	29 710	42	68
1987	30 800	12 528	43 328	57 945	101 273	439 710	50 017	77 923	23 350	30	64
1988	30 525	12 593	43 118	57 937	101 055	462 948	52 848	78 961	22 094	28	67
1989	30 892	12 603	43 495	58 465	101 960	474 358	53 971	78 200	23 760	30	69
1990	31 173	13 052	44 225	58 722	102 947	465 395	53 127	78 302	24 645	31	68
1991p	31 324	13 052	44 376	60 255	104 631	470 895	53 755	82 863	21 768	26	65

(a) 1920-1955 : Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour les besoins du propriétaire. 1920-1955 : Perspectives de l'énergie au Canada, (Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada), John Davis, 1957. 1956-1981 : Statistique Canada, catalogue 57-202

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie/8 760 (heures/an)

(c) Statistique Canada, catalogue 57-204

(d) Marge de réserve = $\frac{\text{(capacité installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$

(e) Facteur de charge : demande moyenne/demande de pointe

p Données préliminaires

Sources : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1991

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique classique	Total	% du total canadien
	(MW)				
Terre-Neuve	6 650	0	812	7 462	7,19
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	0,12
Nouvelle-Écosse	386	0	1 920	2 306	2,08
Nouveau-Brunswick	903	680	1 960	3 543	3,39
Québec	28 091	685	1 103	29 879	27,80
Ontario	7 143	11 687	13 899	32 729	32,34
Manitoba	4 533	0	413	4 946	4,31
Saskatchewan	836	0	2 010	2 846	2,74
Alberta	734	0	7 242	7 976	7,68
Colombie-Britannique	10 849	0	1 648	12 497	12,04
Yukon	77	0	49	126	0,12
Territoires du Nord-Ouest	53	0	146	199	0,19
Total canadien au 31 décembre 1991	60 255	13 052	31 324	104 631	100,00
% de la capacité totale	57,15	10,00	29,85	100,00	
Augmentations nettes en 1991	1 534	0	150	1 684	

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A3. Capacité thermique classique par source principale, 1991* (MW)

	Vapeur					Turbine à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres**	Total
T.-N.	0	555	0	5	560	170	0	170	82	0	82	0	807	0	5	812
Î.-P.É.	20	50	0	0	70	41	0	41	11	0	11	20	102	0	0	122
N.-É.	1 312	382	0	19	1 713	205	0	205	2	0	2	1 312	589	0	19	1 920
N.-B.	418	1 391	0	87	1 896	48	0	48	16	0	16	418	1 455	0	87	1 960
Quà.	0	614	8	5	627	363	0	363	113	0	113	0	1 090	8	5	1 103
Ont.	10 653	2 200	256	91	13 200	506	181	687	4	8	12	10 653	2 710	445	91	13 899
Man.	369	0	4	23	396	0	0	0	17	0	17	369	17	4	23	413
Sask.	1 531	21	279	22	1 853	0	155	155	2	0	2	1 531	23	434	22	2 010
Alb.	4 861	0	1 546	336	6 743	0	464	464	17	18	35	4 861	17	2 028	336	7 242
C.-B.	0	66	963	370	1 399	100	51	151	76	22	98	0	242	1 036	370	1 648
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	49	0	49	0	49	0	0	49
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	20	20	126	0	126	0	126	20	0	146
Canada	19 164	5 279	3 056	958	28 457	1 433	871	2 304	515	48	563	19 164	7 227	3 975	958	31 324

* *Données préliminaires au 31 décembre 1991.*

** *Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.*

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source : Direction de l'électricité, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1991

	Thermique classique*									% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz	Total	Nucléaire	Hydralique	Autres	Total	% de la production totale	les services d'électricité	les autoproducteurs industriels
	(GWh)										
T.-N.	0	1 523	0	1 523	0	35 445	0	36 968	7,56	98,67	1,34
Î.-P.-É.	0	71	0	71	0	0	0	71	0,02	100,00	0,00
N.-É.	5 855	2 353	0	8 208	0	1 034	143	9 385	1,92	95,98	4,02
N.-B.	1 150	5 937	0	7 087	5 440	2 971	261	15 759	3,22	94,98	5,02
Qué.	0	504	0	504	3 910	137 867	0	142 281	29,08	87,68	12,32
Ont.	29 268	1 096	1 876	32 240	70 773	37 418	240	140 671	28,75	97,08	2,92
Man.	265	20	13	298	0	22 543	30	22 871	4,67	99,72	0,28
Sask.	8 644	18	533	9 195	0	4 205	176	13 576	2,77	96,96	3,04
Alb.	36 836	0	4 181	41 017	0	2 030	674	43 721	8,94	92,30	7,70
C.-B.	0	550	1 201	1 751	0	60 149	1 081	62 981	12,87	79,02	20,98
Yukon	0	55	0	55	0	410	0	465	0,10	100,00	0,00
T. N.-O.	0	222	0	222	0	256	0	478	0,10	94,97	5,03
Canada	82 018	12 349	7 804	102 171	80 123	304 328	2 605	489 227	100,00	91,75	8,25

* *Ventillation fondée sur des données estimatives*

Sources : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par province (GWh)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportation nettes
		Export.	Import.	Export. nettes	Export.	Import.	Export. nettes	
Terre-Neuve	1991	26 366	-	26 366	-	-	-	26 366
	1990	26 164	-	26 164	-	-	-	26 164
	1989	24 367	-	24 367	-	-	-	24 367
	1988	30 727	-	30 727	-	-	-	30 727
	1987	30 393	-	30 393	-	-	-	30 393
Île-du-Prince-Édouard	1991	-	690	-690	-	-	-	-690
	1990	-	672	-672	-	-	-	-672
	1989	-	622	-622	-	-	-	-622
	1988	-	486	-486	-	-	-	-486
	1987	-	483	-483	-	-	-	-483
Nouvelle-Écosse	1991	50	444	-394	-	-	-	-394
	1990	116	365	-249	-	-	-	-249
	1989	341	441	-100	-	-	-	-100
	1988	166	186	-20	-	-	-	-20
	1987	82	659	-577	-	-	-	-577
Nouveau-Brunswick	1991	2 542	3 433	-891	3 092	79	3 013	2 122
	1990	2 153	2 775	-622	4 277	162	4 115	3 493
	1989	2 014	2 307	-293	4 640	264	4 376	4 083
	1988	981	2 856	-1 875	5 191	190	5 001	3 126
	1987	1 164	6 922	-5 758	6 141	266	5 875	117
Québec	1991	4 112	27 883	-23 771	5 959	730	5 229	-18 542
	1990	3 349	27 414	-24 065	3 403	1 188	2 215	-21 851
	1989	2 998	25 399	-22 401	5 438	1 001	4 437	-17 964
	1988	4 979	31 079	-26 100	11 863	86	11 777	-14 323
	1987	12 782	30 427	-17 645	16 401	-	16 401	-1 244
Ontario	1991	109	2 211	-2 102	4 771	3 674	1 097	-1 005
	1990	140	2 326	-2 186	2 050	13 339	-11 289	-13 475
	1989	91	2 335	-2 244	4 314	7 864	-3 550	-5 794
	1988	65	2 827	-2 762	7 439	2 611	4 828	2 066
	1987	16	6 992	-6 976	8 497	2 113	6 384	-592
Manitoba	1991	2 634	975	1 659	3 478	289	3 189	4 848
	1990	2 694	1 053	1 641	2 050	991	1 059	2 700
	1989	2 474	1 126	1 348	1 284	1 447	-163	1 185
	1988	1 908	1 126	782	628	1 969	-1 341	-559
	1987	2 311	1 220	1 091	3 461	512	2 949	4 040

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par province (GWh) (suite)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportation nettes
		Export.	Import.	Export. nettes	Export.	Import.	Export. nettes	
Saskatchewan	1991	998	1 268	-270	148	120	28	-242
	1990	1 086	1 152	-66	121	107	14	136
	1989	1 130	1 213	-83	72	123	-51	-134
	1988	1 109	1 369	-260	57	315	-258	-518
	1987	1 222	1 262	-40	113	84	29	-11
Alberta	1991	1 064	678	386	-	3	-3	383
	1990	1 336	500	836	-	3	-3	833
	1989	2 519	258	2 261	-	3	-3	2 258
	1988	1 218	369	849	-	-	-	849
	1987	710	526	184	-	2	-2	182
Colombie-Britannique	1991	655	948	-293	7 070	1 324	5 746	5 453
	1990	461	1 242	-781	6 228	1 991	4 237	3 456
	1989	242	2 477	-2 235	6 341	2 024	4 317	2 082
	1988	364	1 219	-855	8 851	1 132	7 719	6 864
	1987	521	710	-189	12 815	493	12 322	12 133
Yukon	1991	-	-	-	-	-	-	-
	1990	-	-	-	-	-	-	-
	1989	-	-	-	-	-	-	-
	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	1991	-	-	-	-	-	-	-
	1990	-	-	-	-	-	-	-
	1989	-	-	-	-	-	-	-
	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1991	-	-	-	24 518	6 219	18 299	18 299
	1990	-	-	-	18 130	17 781	349	349
	1989	-	-	-	22 089	12 724	9 365	9 365
	1988	-	-	-	34 029	6 305	27 724	27 724
	1987	-	-	-	47 428	3 470	43 958	43 958

* *Comprend les échanges*

Source : Statistiques Canada

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1991*

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GWh)
Fraser Inc.	Fraser Paper Ltd. (Maine)	18 652	327
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine Public Service Co. (Maine)	2 725	104
Énergie NB	Maine Public Service Co. (Maine)	3 307	128
Énergie NB	Eastern Maine Electric Cooperative Inc. (Maine)	4 530	63
Énergie NB	Maine Electric Power (Maine)	12 475	372
Énergie NB	Central Maine Power Co. (Maine)	2 582	140
Énergie NB	Bangor Hydro-Electric Co. (Maine)	3 432	129
Énergie NB	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Co. (Massachusetts)	39 647	772
Énergie NB	Boston Edison Co. (Massachusetts)	39 873	704
Énergie NB	Commonwealth Electric Co. (Massachusetts)	9 968	176
Hydro-Québec	Vermont Joint Owners (Vermont)	24 368	519
Hydro-Québec	Vermont Dept. of Public Service (Vermont)	32 233	860
Hydro-Québec	Vermont Marble Company (Vermont)	84	2
Hydro-Québec	New England Power Pool (Nouvelle-Angleterre)	72 026	2 982
Hydro-Québec	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	2 377	81
Hydro-Québec	New York Power Authority (New York)	32 086	1 465
Cornwall Electric	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	261	11
Canadian Niagara	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	5 210	397
Ontario Hydro	Vermont Dept. of Public Service (Vermont)	1 858	23
Ontario Hydro	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	21 325	760
Ontario Hydro	New York Power Authority (New York)	25 869	974
Ontario Hydro	New York Power Pool (New York)	8 325	2 498
Ontario Hydro	Detroit Edison Co. (Michigan)	2 347	107
Hydro-Manitoba	Northern States Power Co. (Minnesota)	40 878	2 626
Hydro-Manitoba	Otter Tail Power Co. (Minnesota)	8 817	482
Hydro-Manitoba	United Power Association (Minnesota)	72	4
Hydro-Manitoba	Minnesota Power & Light Co. (Minnesota)	3 552	168
Hydro-Manitoba	Minnkota Power Cooperative Inc. (Dakota du Nord)	4 063	195
Saskatchewan Power Corp.	Basin Electric Power Cooperative (Dakota du Nord)	685	148
Cominco Ltd.	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	102	6
Cominco Ltd	Washington Water Power Co. (Washington)	225	12
Cominco Ltd.	Portland General Electric Co. (Oregon)	944	59
Cominco Ltd.	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	17	2
Cominco Ltd.	Montana Power Co. (Montana)	138	10
Comonco Ltd.	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	114	6
Cominco Ltd.	Idaho Power Co. (Idaho)	151	9
Cominco Ltd.	Bonneville Power Administration (Californie)	1 490	273
B.C. Hydro	Seattle City Light (Washington)	414	16
B.C. Hydro	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	1 697	49

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1991* (suite)

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GWh)
B.C. Hydro	Washington Water Power Co. (Washington)	2 532	105
B.C. Hydro	Portland General Electric Co. (Oregon)	22 268	1 207
B.C. Hydro	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	947	55
B.C. Hydro	Idaho Power Co. (Idaho)	1 690	135
B.C. Hydro	Montana Power Co. (Montana)	133	15
B.C. Hydro	Bonneville Power Administration (Californie)	64 930	4 229
B.C. Hydro	City of Los Angeles (Californie)	31 160	1 080
B.C. Hydro	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	26	2
B.C. Hydro	Snohomism PUP	2	80

N = négligeable
** à l'exclusion des ententes limitrophes*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A7. Capacité par type de centrale (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin 1990	559,60	170,39	81,85	-	811,84	6 649,79	7 461,63
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	559,60	170,39	81,85	-	811,84	6 649,79	7 461,63
Augmentations projetées							
1993	-	25,00	-	-	25,00	-	25,00
1994	-	-	-	-	-	6,00	6,00
Total à la fin 1993	559,60	195,39	81,85	-	836,84	6 655,79	7 492,63
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total à la fin 1990	70,50	40,45	11,14	-	122,09	-	122,09
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	70,50	40,45	11,14	-	122,09	-	122,09
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin 1990	1 563,62	205,00	1,50	-	1 770,12	386,36	2 156,48
Changement 1991	150,00	-	-	-	-	-	150,00
Total à la fin 1991	1 713,62	205,00	1,50	-	1 920,12	386,36	2 306,48
Augmentations projetées							
1993	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
2001	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
2006	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
2008	165,00				165,00	-	165,00
2011	165,00				165,00	-	165,00
Total à la fin 2011	2 538,62	205,00	1,50	-	2 745,12	386,36	3 131,48

Tableau A7. Capacité par type de centrale (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydrau-lique	Total
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin 1990	1 894,98	48,38	16,34	680,00	2 639,70	903,03	3 542,73
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	1 894,98	48,38	16,34	680,00	2 639,70	903,03	3 542,73
Augmentations projetées							
1993	440,00	-	-	-	440,00	-	440,00
1999	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
2000	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
2001	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
2004	440,00	-	-	-	440,00	-	440,00
Total à la fin 2004	2 774,98	348,38	16,34	680,00	3 819,70	903,03	4 722,73
QUÉBEC							
Total à la fin 1990	627,65	362,88	112,99	685,00	1 788,52	27 085,44	28 873,96
Changement 1991	-	-	-		-	1 006,00	1 006,00
Total à la fin 1991	627,65	362,88	112,99	685,00	1 788,52	28 091,44	29 879,96
Augmentations projetées							
1992	-	195,00	-	-	195,00	1 006,00	1 201,00
1993	-	195,00	-	-	195,00	712,00	907,00
1994	-	-	-	-	-	1 253,00	1 253,00
1995	-	-	-	-	-	656,00	656,00
1996	-	-	-	-	-	289,00	289,00
1997	-	-	-	-	-	465,00	465,00
1998	-	-	-	-	-	692,00	692,00
1999	-	-	-	-	-	1 671,00	1 671,00
2000	-	-	-	-	-	824,00	824,00
2001	-	-	-	-	-	540,00	540,00
2002	-	-	-	-	-	350,00	350,00
2003	-	-	-	-	-	560,00	560,00
2004	-	-	-	-	-	478,00	478,00
2005						282,00	282,00
2006	600,00	-	-	-	600,00	1 224,00	1 824,00
2007	-	400,00	-	-	400,00	348,00	748,00
2008		300,00			300,00	249,00	549,00
2009	-	300,00	-	-	300,00	282,00	582,00
2010	-	100,00	-	-	100,00	703,00	803,00
Total à la fin 2010	1 227,65	1 852,88	112,99	685,00	3 878,52	40 675,44	44 553,96

Tableau A7. Capacité par type de centrale (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
ONTARIO							
Total à la fin 1990	13 200,07	686,65	11,77	11 687,00	25 585,49	7 147,34	32 732,83
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	13 200,07	686,65	11,77	11 687,00	25 585,49	7 147,34	32 732,83
Augmentations projetées							
1992	-	-	-	1 762,00	1 762,00	-	1 762,00
1993	-	-	-	881,00	881,00	10,00	891,00
Total à la fin 1993	13 200,07	686,65	11,77	14 330,00	28 228,49	7 157,34	35 385,83
MANITOBA							
Total à la fin 1990	395,80	-	17,25	-	413,05	4 000,86	4 413,91
Changement 1991	-	-	-	-	-	532,00	532,00
Total à la fin 1991	395,80	-	17,25	-	413,05	4 532,86	4 945,91
Augmentations projetées							
1992	-	-	-	-	-	399,00	399,00
2001	-	-	-	-	-	556,00	556,00
2002	-	-	-	-	-	556,00	556,00
2003	-	-	-	-	-	278,00	278,00
2013	-	-	-	-	-	175,00	175,00
2014	-	-	-	-	-	175,00	175,00
Total à la fin 2014	395,80	-	17,25	-	413,05	6 671,86	7 084,91
SASKATCHEWAN							
Total à la fin 1990	1 853,21	154,92	2,18	-	2 010,31	835,86	2 846,17
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	1 853,21	154,92	2,18	-	2 010,31	835,86	2 846,17
Augmentations projetées							
1992	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
2000	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
Total à la fin 2000	2 153,21	204,92	2,18	-	2 360,31	835,86	3 196,17

Tableau A7. Capacité par type de centrale (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydrau-lique	Total
ALBERTA							
Total à la fin 1990	6 743,12	464,10	34,72	-	7 241,94	733,70	7 975,64
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	6 743,12	464,10	34,72	-	7 241,94	733,70	7 975,64
Augmentations projetées							
1993	-	34,00	-	-	34,00	-	34,00
1994	406,00	-	-	-	406,00	-	406,00
1996	30,00	-	-	-	30,00	-	30,00
Total à la fin 1996	7 179,12	498,10	34,72	-	7 711,94	733,70	8 445,64
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin 1990	1 399,16	150,70	98,18	-	1 648,04	10 849,07	12 497,11
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	1 399,16	150,70	98,18	-	1 648,04	10 849,07	12 497,11
Augmentations projetées							
2009	-	-	-	-	-	380,00	380,00
Total à la fin 2009	1 399,16	150,70	98,18	-	1 648,04	11 229,07	12 877,11
YUKON							
Total à la fin 1990	-	-	48,99	-	48,99	76,75	125,74
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	-	-	48,99	-	48,99	76,75	125,74
TERRITOIRES DU NORD-OUEST							
Total à la fin 1990	-	19,50	126,02	-	145,52	53,36	198,88
Changement 1991	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1991	-	19,50	126,02	-	145,52	53,36	198,88
Augmentations projetées							
1992	-	-	1,72	-	1,72	-	1,72
Total à la fin 1992	-	19,50	127,74	-	147,24	53,36	200,60

Tableau A7. Capacité par type de centrale (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
CANADA							
Total à la fin 1990	28 307,72	2 302,97	562,91	13 052,00	44 225,60	58 721,58	102 947,17
Changement 1991	150,00	-	-	-	150,00	1 534,00	1 684,00
Total à la fin 1991	28 457,72	2 302,97	562,91	13 052,00	44 375,60	60 255,58	104 631,18
Augmentations projetées							
1992	300,00	196,72	-	1762,00	2 258,72	1 405,00	3 663,72
1993	605,00	254,00	-	881,00	1 740,00	722,00	2 462,00
1994	406,00	-	-	-	406,00	1 259,00	1 665,00
1995	-	-	-	-	-	656,00	656,00
1996	30,00	-	-	-	30,00	289,00	319,00
1997	-	-	-	-	-	465,00	465,00
1998	-	-	-	-	-	692,00	692,00
1999	-	100,00	-	-	100,00	1 671,00	1 771,00
2000	-	150,00	-	-	150,00	824,00	974,00
2001	165,00	100,00	-	-	265,00	1 096,00	1 361,00
2002	-	-	-	-	-	906,00	906 ,00
2003	-	-	-	-	-	838,00	838,00
2004	440,00	-	-	-	440,00	478,00	918,00
2005	-	-	-	-	-	282,00	282,00
2006	765,00	-	-	-	765,00	1 224,00	1 989,00
2007	-	400,00	-	-	400,00	34800	748,00
2008	165,00	300,00	-	-	465,00	249,00	714,00
2009	-	300,00	-	-	300,00	662,00	962,00
2010	-	100,00	-	-	100,00	703,00	803,00
2011	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
2012	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	175,00	175,00
2014	-	-	-	-	-	175,00	175,00
Total à la fin 2014	31 498,72	4 203,69	562,91	15 695,00	51 960,32	75 374,58	127 334,90

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1991 et augmentations projetées entre 1992 - 2014

Province et centrale	Type*	Augmentations 1991	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
TERRE-NEUVE						
Port-aux-Basques	Tg(m)		1993	25	C	25
Rose-Blanche	H		1993	6	C	6
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD						
Charlottetown	Tg(m)		1996	24	P	24
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Trenton	V(c)	150				
Point Aconi	V(c)		1993	165	C	
			2001	165	P	
			2006	165	P	495
CFB	V(c)		2008	165	P	
			2011	165	P	330
NOUVEAU-BRUNSWICK						
Belledune	V(c)		1993	440	C	
			2004	440	P	880
Turbine à gaz	Tg(m)		1999	100	P	100
Turbine à gaz	Tg(m)		2000	100	P	100
Turbine à gaz	Tg(m)		2001	100	P	100
QUÉBEC						
La Forge-1	H		1993	2 x 137	P	
			1994	3 x 136	P	817
			1994	135	p	817
La Forge-2	H		1996	145	P	
			1996	144	P	289
Manic-1[1]	H		2006	134	P	134

[1] *Accroissement de la capacité des unités existantes*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1991 et augmentations projetées entre 1992 - 2014

Province et centrale	Type*	Augmentations 1991	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
QUÉBEC (suite)						
Brisay	H		1993	2 X 191	C	382
Outardes 4	H		2002	350	P	350
Outardes 3	H		2004	2 X 239	P	478
Outardes 2	H		2005	282	P	282
Manic-2	H		1999	322	P	1 378
Manic-3	H		1998	2 x 301	P	1 803
Manic-5[1]	H	56				
			1992	56	C	
			1993	56	C	
			1994	56	C	2 052
LG-1	H		1994	3 x 109	P	
			1994	2 x 110	P	
			1995	4 x 109	P	
			1995	2 x 110	P	1 312
LG-2A	H	950				
			1992	2 x 317	C	
			1992	316	C	7 228
Ste-Marguerite-3	H		2006	2 x 393	P	786
Grande-Baleine-1	H		1999	2 x 411	P	
			1999	412	P	
			2000	2 x 412	P	2 058
Grande Baleine-2	H		2001	3 x 180	P	540
Grande Baleine-3	H		2003	187	P	
			2003	188	P	560
			2003	185	P	
Eastmain-1	H		1997	3 x 155	P	465
Future unité de pointe	Tg(d)		2007	400	P	
			2008	300	P	
			2009	300	P	
			2010	100	P	1 100
Bécancour	H		1992	195	C	
			1993	195	C	390
Thermique Base	V(m)		2006	600	P	600
Rapides des Coeurs	H		2007	2 x 174	P	348

[1] *Accroissement de la capacité des unités existantes*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1991 et augmentations projetées entre 1992 - 2014

Province et centrale	Type*	Augmentations 1991	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
QUÉBEC (suite)						
Chutes Chaudières	H		2008	125	P	
			2008	124	P	249
Ashuapmushuan-4	H		2006	303	P	303
R11	H		2009	282	P	
	H		2010	80	P	362
R10	H		2010	291	P	291
B5	H		2010	2 x 166	P	332
Mercier	H		1998	90	P	90
Kipawa	H		1999	115	P	115
ONTARIO						
Darlington	N		1992	1 762	C	
			1993	881	C	3 524
MANITOBA						
Limestone	H	4 x 133				
			1992	3 x 133	C	1 330
Conawapa	H		2001	4 x 139	P	
			2002	4 x 139	P	
			2003	2 x 139	P	1 390
Wuskwatim	H		2013	2 x 87,5	P	
			2014	2 x 87,5	P	350
SASKATCHEWAN						
Shand	V(c)		1992	300	C	300
Future unité de pointe 1	Tg(g)		2000	50	P	50

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale - Augmentations en 1991 et augmentations projetées entre 1992 - 2014

Province et centrale	Type*	Augmentations 1991	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
ALBERTA						
Genesee	V(c)		1994	406	C	812
Medicine Hat	Tg(g)		1993	34	C	34
	S(g)		1996	30	P	30
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Waneta	H		2009	2 x 190	P	380
YUKON						
Dawson	CI		1993	1,0	P	5,2
McIntyre	H		1992	0,8	P	1,5
Whitehorse	CI		1992	4,5	C	
	CI		1994	4,5	P	31
TERRITOIRES DU NORD-OUEST						
Copper Mine	CI		1992	0,72	C	0,72
Fort Good Hope	CI		1992	2 x 0,5	C	1,00

*** Légende**

H	Hydraulique	Tg(d)	Turbine à gaz (diesel)
V(c)	Vapeur (charbon)	CI	Combustion interne
V(m)	Vapeur (mazout)	Tg	Turbine à gaz
N	Nucléaire	I	Installée
P	Projetée	C	En chantier
Tg(m)	Turbine à gaz (mazout)		
Tg(g)	Turbine à gaz (gaz naturel)		

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Annexe B

B1. Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada 134

B2. Chronologie de la mise en service des interconnexions régionales 139

B1. Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada

1846 Création de la Toronto, Hamilton, Niagara and St. Catharines Electro-Magnetic Telegraph Company.

1847 Création de la Montreal Telegraph Company avec les lignes reliant Québec à Toronto.

1858 Transmission d'un message de la reine Victoria au président des États-Unis, M. Buchanan, par le premier câble transatlantique reliant Valentia (Irlande) et White Sands (Terre-Neuve).

1873 À Winnipeg, de la lumière à arc sert à illuminer la façade de la Davis House.

1876 Alexander Graham Bell effectue le premier appel téléphonique interurbain de Paris (Ontario) à Brantford (Ontario), soit une distance totale de 218 km; l'énergie provenait de piles situées à Toronto.

1878 Robert McMicking commence à expérimenter l'éclairage électrique de rues à Victoria.

1878 Création à Montréal de la American Electric and Illuminating Company, première société canadienne d'éclairage électrique.

1879 Lancement de British Columbia Electric Railway.

1879 Démonstration de l'utilisation de la lumière électrique au McConkey's Restaurant à Toronto.

1881 Construction à Toronto du premier générateur électrique par J.J. White. T. Eaton en est le premier client.

1881 Ahearn & Soper d'Ottawa introduit la lumière électrique dans l'industrie.

1882 Construction aux chutes de la Chaudière, sur la rivière des Outaouais, de l'une des premières centrales hydro-électriques en Amérique du Nord.

1882 Création, par F. Nicholls, de la Toronto Electric Supply Company (précurseur de la Canadian General Electric).

1883 Lancement à la Canadian Cottons de Cornwall (Ontario) de la première usine d'éclairage électrique au Canada, par Thomas Edison.

1883 Construction par J.J. Wright du premier chemin de fer électrique de Toronto.

1883 Installation à Hamilton (Ontario) des premiers éclairages publics au Canada.

1884 Création à Pembroke (Ontario) par R.B. McAllister du premier service d'électricité au Canada.

1884 Installation à Montréal et à Toronto de systèmes d'éclairage électrique public.

1885 Mise en service à Toronto du premier tramway électrique canadien.

1885 Production d'électricité par la St. John's Electric Light Company pour l'éclairage public et commercial.

1886 Création de la Victoria Electric Lighting Company (qui deviendra B.C. Electric puis B.C. Hydro).

1887 Construction d'une usine hydro-électrique à Twelve Mile Creek, près de Welland (Ontario).

1887 L'ingénieur canadien sir Sandford Fleming termine la réalisation du Pacifique Cable, câble de télégraphe sous-marin reliant le Canada et l'Australie.

B1. Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1889 Alimentation à l'électricité d'une scierie de Calgary; éclairage électrique à Calgary, Brandon et Winnipeg.

1890 Éclairage électrique à Regina, Kenora, Portage-La-Prairie et Moosejaw.

1891 Création de l'Association canadienne de l'électricité.

1891 La Edmonton Electric Light & Power Company entre en exploitation.

1892 Constitution en société de Canadian General Electric.

1892 Aménagement sur le canal Lachine de la première usine hydro-électrique de Montréal.

1892 Constitution en société de la Canadian Niagara Power Company.

1892 Mise au point, par Thomas L. « Carbide » Willson de Woodstock (Ontario), du procédé de fabrication de carbure de calcium dans un four électrique.

1896 Marconi demande un brevet pour lancer la télégraphie sans fil.

1897 Alimentation de l'éclairage public de Québec par l'énergie hydro-électrique des chutes Montmorency.

1897 Établissement à Hamilton de la filiale canadienne de Westinghouse.

1897 Transport d'électricité par la première ligne de transport sous haute tension (11 kV) reliant St-Narcisse et Trois-Rivières (Québec) sur une distance de 29 km.

1898 Constitution en société, au Québec, de la Shawinigan Water and Power Company.

1898 Production de 15 MW à Chambly par la Royal Electric pour transport sur 26 km jusqu'à Montréal.

1900 Toutes les provinces sauf l'Île-du-Prince-Édouard et la Saskatchewan sont alimentées en énergie hydro-électrique.

1900 Création de la Montreal Light, Heat & Power Company.

1900 La capacité hydro-électrique installée du Canada atteint 133 MW.

1901 Création de la Yukon Electrical Company Limited.

1901 Démonstration par Marconi de la télégraphie sans fil au-dessus de l'Atlantique à partir de Terre-Neuve.

1902 La Edmonton Electric Light & Power Company devient service public municipal.

1902 Production par une aluminerie de Shawinigan de conducteurs pour la ligne de transport Shawinigan-Montréal.

1903 La Shawinigan Water & Power installe le premier générateur au monde (5 000 ch.) et transporte de l'énergie sur la ligne la plus longue du monde, soit 136 km jusqu'à Montréal et ce, à l'échelon de tension 50 kV, un record mondial.

1904 Premier échange important d'énergie avec les États-Unis à Niagara Falls.

1905 Création d'Ontario Hydro.

1906 Transport d'énergie hydro-électrique sur 96 km de la rivière Winnipeg jusqu'à Winnipeg.

1910 La capacité hydro-électrique installée au Canada atteint 700 MW.

1910 Construction de la première ligne de transport à 110 kV de Niagara Falls jusqu'à Dundas (Ontario).

B1. Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1910 Établissement de la Quebec Streams Commission.

1911 Incorporation le 17 mars de la Calgary Power Co. Ltd.

1918 Création de la New Brunswick Electric Power Commission.

1918 Établissement de la Maritime Electric Company.

1919 Ernest Rutherford de l'Université McGill réalise la fission de l'atome.

1919 Établissement de la Manitoba Power Commission.

1919 Établissement de la Nova Scotia Power Commission.

1921 Mise en service près de Niagara Falls de la centrale Sir Adam Beck No. 1, la plus grande au monde à l'époque. En 1924, sa capacité installée totale atteint 528 MW.

1924 Création de la Newfoundland Light & Power Company.

1928 Le premier turbo-générateur de 3 600 tours-minute (actionné à la vapeur), d'une puissance de 10 000 kW, est installé à la centrale thermique Rossdale, propriété d'Edmonton Power.

1929 Création de la Saskatchewan Power Commission.

1930 La capacité installée du Canada atteint 4 700 MW.

1940 L'Association canadienne des normes devient l'entité responsable quant à l'examen et l'approbation de l'équipement électrique.

1944 Création d'Hydro-Québec; acquisition des installations de la Montreal Light, Heat & Power Company.

1948 Création de la Commission d'énergie du Nord canadien.

1949 La Commission hydro-électrique du Manitoba voit le jour.

1951 Installation de la première centrale thermique de 100 MW.

1954 Création de Newfoundland and Labrador Hydro.

1956 Mise sous tension des premières lignes à 315 kV pour transporter l'énergie de Bersimis 1 dans le nord-est du Québec jusqu'à Québec et Montréal.

1956 La première interconnexion entre le Manitoba et l'Ontario entre en service et favorise les échanges d'énergie. La ligne de transport d'électricité de Seven Sisters-Kenora relie la partie nord-ouest du réseau d'Ontario Hydro à la partie sud-est du réseau de Hydro-Manitoba.

1957 Edmonton Power est le premier service d'électricité canadien à utiliser, à haut voltage (72 kV) et à haute pression, des câbles isolés à l'huile.

1957 Mise en service près des chutes du Niagara de la première centrale de pompage canadienne (capacité de 177 MW).

1958 Installation par la Great Lakes Power Company d'une turbine Kaplan à pales orientables avec la plus forte hauteur de chute (34 m) en Amérique du Nord.

B1. Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1960 Installation à Beauharnois (Québec) de la première centrale de plus de 1 000 MW. En 1986, la capacité installée de cette centrale atteignait 1 639 MW.

1961 La centrale thermique (300 MW) Lakeview, propriété d'Ontario Hydro, entre en service. À l'époque, elle était la plus importante centrale thermique canadienne en opération.

1962 Installation par Saskatchewan Power du premier réseau souterrain de distribution résidentielle à 25 kV.

1962 Acquisition de la B.C. Electric Company par B.C. Hydro.

1963 Acquisition par Hydro-Québec de compagnies d'électricité, y compris Shawinigan Water & Power.

1963 La ratification du traité du fleuve Columbia par le Canada et les États-Unis permet à B.C. Hydro d'entreprendre la construction des barrages Duncan, Keenleyside et Mica.

1965 Mise sous tension de la première ligne de transport à 735 kV reliant le complexe Manicouagan-Outardes et les centres de consommation du Québec. À l'époque, c'était la plus haute tension de courant alternatif en usage commercial au monde.

1966 Début, dans le nord du Manitoba, du harnachement du potentiel hydro-électrique du fleuve Nelson.

1967 Mise en service à Douglas Point (Ontario) de la première centrale nucléaire commerciale CANDU (220 MW).

1967 Achèvement par Ontario Hydro d'une ligne de transport à 500 kV de 696 km, des centrales Mattagami-Abitibi jusqu'à Toronto.

1968 Transport d'énergie de la rivière de la Paix jusqu'au sud de l'Intérieur de la Colombie-Britannique au moyen d'un ligne de 918 km à 500 kV.

1968 Mise en service de la première ligne canadienne de transport en courant continu à 260 kV entre l'île de Vancouver et le continent.

1969 Mise en service de la première unité de 500 MW de la centrale thermique Lambton (Ontario).

1971 Mise en service des deux premières de quatre unités de 542 MW à la centrale nucléaire Pickering (Ontario).

1971 Mise en service des deux premiers groupes (500 MW et 475 MW) de la centrale hydro-électrique des chutes Churchill, au Labrador.

1971 La société Alberta Power devient la société mère de Canadian Utilities Limited et prend en charge les opérations électriques de cette dernière.

1972 Mise en service commercial d'un réseau de transport à 450 kV (CCHT) sur longue distance (880 km) entre le fleuve Nelson et Winnipeg.

1972 Mise en service du poste convertisseur onduleur en courant continu à haute tension (CCHT) et à semi-conducteurs le plus grand au monde (320 MW) à Eel River (Nouveau-Brunswick).

1973 La Nova Scotia Power Commission devient la Nova Scotia Power Corporation avec la fusion de la Nova Scotia Light & Power Company.

1974 Achèvement de la centrale des chutes Churchill (situé au Labrador) d'une capacité totale de 5 429 MW.

B1. Chronologie des principaux événements et réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1974 La centrale hydro-électrique Kettle d'une capacité de 1 272 MW, la première centrale à être construite par Hydro-Manitoba sur le cours inférieur de la rivière Nelson, entre en service.

1976 Début des travaux de la première unité (825 MW) du complexe nucléaire Bruce. (La capacité totale du complexe est maintenant de 6 600 MW.)

1978 Mise en service de l'interconnexion Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard par câble sous-marin de 100 MW.

1979 Mise en service des quatre premières unités de 333 MW de la centrale hydro-électrique LG2 (Baie James) d'Hydro-Québec. (La capacité totale de la centrale, atteinte en 1981, est de 5 328 MW.)

1983 Mise en service par B.C. Hydro de la première ligne sous-marine à 500 kV (à courant continu) reliant la terre ferme à l'île de Vancouver. La seconde ligne a été mise en service en 1985. Chaque ligne couvre une distance de 69 km : 32 km aérien et 37 km sous l'eau.

1983 Mise au point par Ontario Hydro d'un procédé visant à éliminer les BPC des huiles minérales.

1983 Mise en service par Énergie NB de l'unité 1 (680 MW) de la centrale nucléaire Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

1984 Mise en service par Nova Scotia Power de la première centrale marémotrice en Amérique du Nord à Annapolis Royal (Nouvelle-Écosse).

1986 Mise en service par B.C. Hydro et TransAlta Utilities de l'interconnexion à 500 kV.

1986 Mise en service à Pickering B de la dernière unité (unité 8) nucléaire d'Ontario Hydro.

1987 Création de la Yukon Energy Corporation.

1988 SaskPower complète la ligne de transport Athabasca, la plus longue de son réseau. D'une longueur totale de 355 km, cette ligne à 115 kV s'étend d'Uranium City à Rabbit Lake.

1988 Création de la Northwest Territories Power Corporation.

1989 SaskPower et Alberta Power ont complété la construction d'une ligne de transport à 230 kV en Saskatchewan, et d'une ligne de transport de 138 kV en Alberta. Les réseaux de l'est du Canada et de l'ouest Canadien sont maintenant interconnectés. C'est une primeure en Amérique du Nord.

1990 Ontario Hydro a mis en service la première unité (unité 2) de sa centrale nucléaire Darlington.

1991 L'Association canadienne de l'électricité célèbre le centième anniversaire de sa création.

B2. Chronologie de la mise en service des interconnexions régionales

Interconnexion	Tension(kV)	Mise en service
Québec-Ontario	230	1928
Québec-Ontario	115	1930 (1)
Québec-Ontario	230	1932
Québec-Ontario	115	1933 (1)
Québec-Ontario	115	1940 (1)
Québec-Ontario	230	1941
Québec-Ontario	115	1942
Québec-Ontario	115	1949
Québec-Ontario	115	1949
Manitoba-Ontario	115	1956 (2)
Manitoba-Saskatchewan	230	1960
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1961
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1965
Québec/Nouveau-Brunswick	69	1965
Québec-Ontario	115	1966
Québec-Ontario	115	1966
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1969
Labrador-Québec	735	1971
Labrador-Québec	735	1972
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1972
Manitoba-Saskatchewan	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	± 80 (CC)	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1973
Labrador-Québec	735	1973
Alberta/Colombie-Britannique	138	1973
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	345	1976 (3)
Nouveau Brunswick/Île-du-Prince-Edouard	138	1977 (4)
Nouveau Brunswick/Île-du-Prince-Edouard	138	1977 (4)
Manitoba-Saskatchewan	230	1979
Alberta/Columbie-Britannique	500	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	± 80 (CC)	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	345	1985
Saskatchewan-Alberta	230	1989

Notes : *(1) 230 kV en construction* *(2) Construite en 1931; interconnectée en 1956*
(3) Exploitée à 138 kV jusqu'en 1979 *(4) Câble sous-marin*

Toutes les interconnexions sont en courant alternatif (CA), sauf les installations Québec/Nouveau-Brunswick qui sont en courant continu (CC). Toutes les interconnexions Québec-Ontario et les deux interconnexions Québec/Nouveau-Brunswick en courant alternatif sont des liaisons de sous-station (en ce sens qu'elles ne sont pas reliées à l'ensemble du réseau, mais à une section isolée de ce réseau).

Annexe C

C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada 141

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada*

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
TERRE-NEUVE				
Gull Island	1 698	1 698	1 698	76
Muskrat Falls	618	618	618	87
Lobstick	160	160	160	71
Pinware	77	77	-	67
Alexis	98	98	-	72
Paradise (Lab.)	89	89	-	66
Minipi	255	255	-	76
Fig	204	204	-	77
Rivière Eagle	661	661	-	71
Naskaupi	290	290	-	73
Kaniriktok	394	394	-	75
Granite Canal	31	31	31	80
Island Pond	30	30	30	70
Round Pond	18	18	18	84
Total partiel	4 623	4 623	2 555	
AUTRES SITES				
> 10 MW	186	-	-	61
< 10 MW	392	-	-	61
TOTAL	**5 201**	**4 623**	**2 555**	
NOUVELLE-ÉCOSSE				
> 10 MW	75	75	-	28
< 10 MW	15	15	-	54
Total partiel	90	90	-	
MARÉMOTEUR				
Cumberland Basin	1428	1428	-	26
Minas Bassin	5338	5338	-	31
Shepody Bay	1643	1643	-	25
TOTAL	**8 499**	**8 499**	-	

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
NOUVEAU-BRUNSWICK				
Grand Sault (Sur.)	300	300	300	21
Morrill	140	140	140	35
Green River	160	160	-	7
AUTRES SITES	340	-	-	61
TOTAL	**940**	**600**	**440**	
QUÉBEC				
Eastmain-1	510	510	510	63
Eastmain-2	200	200	-	74
Ste-Marguerite	822	822	822	58
Grande Baleine	2 891	2 891	2 891	60
Ashuapmushuan	776	550	550	75
NBR	8 700	8 700	8 700	61
Nastapoca	768	768	-	59
Sakami	187	187	-	79
La Romaine	1 710	1 710	1 710	59
Laforge-2	270	270	270	72
Haut St-Maurice	700	700	-	64
Matawin	212	212	-	75
Outaouais Sup.	281	281	-	45
Rapide-Manigance	78	78	-	88
Témiscamingue	195	195	-	53
Toulnoustouc	71	71	-	48
Aguanus	329	329	-	79
Magpie	354	354	-	79
Moisie	1 014	1 014	-	79
Musquaro	86	86	-	78
Natashquan	703	703	-	79
Olomane	300	300	-	80
Petit-Mecatina	1 754	1 754	-	59
St-Augustin	66	66	-	59
St-Paul	157	157	-	53
À-la-Baleine	807	807	-	78
Arnaud-Payne	592	592	-	67
Aux-Feuilles	711	711	-	80

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
QUÉBEC (suite)				
Caniapiscau	2 240	2 240	-	81
Eau-Claire	321	321	-	60
George	2 826	2 826	-	80
Harricana	1 032	1 032	-	80
Archipel	418	418	-	93
Autres sites retenus	5 200	5 200	-	61
AUTRES SITES	4 800	-	-	61
Total partiel	42 081	37 055	15 453	
MARÉMOTEUR	26 416	-	-	25
TOTAL	**68 497**	**37 055**	**15 453**	
ONTARIO				
Long Sault Rapids	52	52	52	52
Abitibi Canyon (Sur.)	463	463	463	3
Newpost Creek	26	26	-	76
Otter Rapids (Sur.)	174	174	174	3
Nine Mile Rapids	295	295	295	28
Sand Rapids	131	131	-	31
Allan Rapids	131	131	-	31
Ear Falls (Sur.)	15	15	15	37
Maynard Falls	51	51	51	52
Little Jackfish	132	132	132	49
Highland Falls	94	94	-	18
Farm Rapids	13	13	-	52
Coral Rapids	192	192	-	19
Blacksmith Rapids	140	140	-	30
Upper Ten Mile Rapids	16	16	-	67
Yellow Falls	54	54	54	26
Cypress Falls	42	42	42	29
Little Long (Sur.)	61	61	61	13
Smoky Falls (Réam.)	182	182	182	32
Harmon (Sur.)	68	68	68	16
Kipling (Sur.)	68	68	68	16

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ONTARIO (suite)				
Grand Rapids	174	174	174	41
Thunderhouse Falls	42	42	-	48
Long Rapids	126	126	-	44
Mileage 66	81	81	-	40
Mileage 25	80	80	-	40
Patten Post	250	250	250	17
Ragged Chute (Réam.)	98	98	98	21
Grey Goose	140	140	140	48
Renison	135	135	135	47
Adam Beck (Sur.)	550	550	550	30
Paquette Rapids	29	29	-	89
Manitou Falls	58	58	-	17
Marathon	65	65	-	18
Spanish Site 4	80	80	-	38
Spanish Site 1	40	40	-	38
Denison Falls	36	36	-	29
Chicagouse Falls	28	28	-	38
Lower Ten Mile Rapids	19	19	-	67
Umbata Falls	51	51	-	40
Chigamiwingum Falls	57	57	-	41
Matabitchuan (Réam.)	73	73	-	12
Alexander (Sur.)	19	19	-	11
Cameron (Sur.)	18	18	-	11
Pine Portage (Sur.)	28	28	-	4
Chat Falls (Sur.)	20	20	-	23
Chenaux (Sur.)	196	196	-	5
Des Joachims (Sur.)	348	348	-	5
Otto Holden (Sur.)	203	203	-	3
Chaudiere Falls (Réam.)	72	72	-	66
Lake Temiscaming	24	24	-	73
Total partiel	5 540	5 540	3 004	
AUTRES SITES				
> 10 MW	5 480	5 480	360	53
< 10 MW	1 365	1 365	660	66
TOTAL	**12 385**	**12 385**	**4 024**	

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
MANITOBA				
Conawapa	1 390	1 390	1 390	64
Gillam Island	1 000	1 000	1 000	65
Gull	650	650	650	64
Birthday	450	450	450	69
Red Rock	220	220	220	67
Whitemud	280	280	280	61
Granville Falls	150	150	150	61
First Rapids	190	190	190	78
Manasan	260	260	260	70
Wuskwatim	350	350	350	69
Notigi	100	100	100	68
Kelsey (Sur.)	220	220	220	26
Total partiel	5 260	5 260	5 260	
AUTRES SITES				
> 10 MW	3000	-	-	61
< 10 MW	100	-	-	61
TOTAL	**8 360**	**5 260**	**5 260**	
SASKATCHEWAN				
Island Falls (Sur.)	100	100	35	70
Wintego	285	285	285	60
Choiceland	150	150	150	40
Forks	400	400	400	40
Total partiel	935	935	870	
AUTRES SITES	1 254	-	-	60
TOTAL	**2 189**	**935**	**870**	

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA				
Berland	71	71	-	61
McLeod	36	36	-	61
McLeod Valley	22	22	-	61
Pembina	12	12	-	61
Cardinal	3	3	-	61
Elk	25	25	-	61
Frontal	19	19	-	61
Isaak	18	18	-	61
Job	4	4	-	61
Olympus	11	11	-	61
Race	8	8	-	61
Southesk (Détour.)	21	21	-	61
Strike	27	27	-	61
Thistle	25	25	-	61
Thunder	19	19	-	61
Horseguard	1	1	-	61
Brazeau Forks	88	88	-	61
Carvel	135	135	-	61
Chambers Creek	47	47	-	61
Drayton Valley	162	162	-	61
Gap	91	91	-	61
Hairy Hill	182	182	-	61
Phoenix	80	80	-	61
Ramparts	122	122	-	61
Rocky Mountain	49	49	-	61
Shunda	48	48	-	61
Whirlpool	10	10	-	61
Magnolia	7	7	-	61
Vermillion	12	12	-	61
Carcajou	1 329	1 329	-	61
Dunvegan	256	256	256	61
Mile 232	898	898	-	61
Mile 251	1 011	1 011	-	61
Vermillion Chutes	75	75	-	61
18th Baseline	210	210	-	61
19th Baseline	337	337	-	61
Bolton	124	124	-	61
Cutbank	174	174	-	61
Kakwa	346	346	-	61
Meander	292	292	-	61

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA (suite)				
Peace River	253	253	-	61
Sulphur	84	84	-	61
Wapiti	228	228	-	61
Watino	346	346	-	61
West Watino	318	318	-	61
Dickson	7	7	-	61
Raven Dam Site	7	7	-	61
Alternative 4	1 667	1 667	1 667	61
Bassano	1	1	-	61
Cochrane	19	19	-	61
Dalemead	112	112	-	61
Eyremore	17	17	-	61
Glenbow	29	29	-	61
Lac des Arcs	15	15	-	61
Radnor	21	21	-	61
Russell	41	41	-	61
Shepard	78	78	-	61
Castle Site (1978)	7	7	-	61
Brocket	14	14	-	61
Fort MacLeod	7	7	-	61
Three Rivers	25	25	-	61
Meridan	45	45	-	61
Rapid Narrows	14	14	-	61
Total partiel	9 762	9 762	1 923	
AUTRES SITES	9 051	-	-	61
TOTAL	**18 813**	**9 762**	**1 923**	
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
Peace Site C	900	900	900	60
Keenleyside	240	240	240	55
Murphy Creek	275	275	275	60
Stikine-Iskut	2 900	2 900	2 900	61
Liard River	4 318	4 318	3 190	66
Falls River (Réam.)	15	15	15	36

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
COLOMBIE-BRITANNIQUE (suite)				
Seven Mile Unit 4	185	185	185	16
Homathko	895	895	710	55
Elaho	340	340	340	70
Border	250	250	250	74
McGregor Lower Canyon	360	360	360	62
Kemano Completion	520	520	520	60
Waneta (Sur.)	380	380	380	28
Brilliant (Sur.)	150	150	150	44
Shuswap	55	55	55	89
Beatrice Lake	31	31	31	68
Goat River	12	12	12	26
Peace Site E	600	600	-	53
Skeena	1 300	1 300	-	53
Yukon-Taku	3 700	3 700	-	67
Thorsen Creek	3	3	-	53
Duncan	25	25	25	48
AUTRES SITES	14 969	-	-	61
Total partiel	32 423	17 454	10 538	
MARÉMOTEUR				
Observation Inlet	660	660	-	35
Sechelt Inlet	54	54	-	35
TOTAL	**33 137**	**18 168**	**10 538**	
YUKON				
Mid Yukon	480	480	-	66
Hootalinqua	259	259	-	75
Wolverine	476	476	-	75
Detour Canyon	100	100	-	60
High Granite (III)	414	254	-	75
Braden Canyon	150	150	-	60
Big Salmon	301	301	-	75
Bell/Porcupine River	110	110	-	60
Frances, Upper Canyon	58	-	-	60

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
YUKON (suite)				
Frances, False Canyon	170	58	58	60
Frances, Lower Canyon	80	75	75	60
Liard Basin	244	244	-	60
Liard Canyon	90	90	90	60
Aberdeen Falls	300	300	-	60
Bonnet Plumi	198	198	-	65
Porcupine Canyon	190	190	-	65
Porcupine (Détour.)	1 241	1 241	-	65
Porcupine/Stewart	83	83	-	60
Slate Rapids	42	42	42	60
Fraser Falls	300	300	-	60
Independence	450	450	-	60
Hoole Canyon	40	40	40	60
Hoole River	15	15	15	60
Ross Canyon	30	30	30	60
Primrose	30	30	-	60
Five Finger Rapids	455	150	-	75
Yukon-Taku	3 692	1 500	-	85
Yukon-Yaiya	4 050	2 000	-	85
Pelly Basin	160	160	-	60
Stewart Basin	150	150	-	60
Upper Canyon/White	16	16	-	60
Lower Canyon/White	16	16	-	60
Kluane Canyon	17	17	-	60
Britannia	459	459	-	75
Tatshenshine (I&II)	160	160	-	60
Donjek	43	43	-	60
Bates Canyon	110	110	-	60
Peel (Détour.)	755	755	-	65
Ogilvie	896	896	-	75
Dawson	571	571	-	75
Boundary	1 006	1 006	-	75
NWPI	55	55	-	60
Yukon River Basin	121	121	-	60
Total partiel	18 583	13 701	350	
AUTRES SITES	-	-	-	
TOTAL	**18 583**	**13 701**	**350**	

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
T. N.-O.				
Anderson	160	160	-	60
Back	2 073	2 073	1 162	60
Burnside	525	525	-	60
Camsell	29	29	-	60
Coppermine	279	279	149	60
Dubawnt River	178	178	-	60
Ferguson	16	16	-	60
Great Bear 1	438	438	204	60
Great Bear 2	414	414	-	60
Hornaday	91	91	-	60
Horton	115	115	-	60
Hayes	120	120	-	60
Hood	52	52	-	60
Kakisa	21	21	13	60
Kazan	64	64	-	60
Maguse	39	39	-	60
Nahanni/Virginia	232	232	216	60
Nahanni	339	339	-	60
Flat	18	18	-	60
Lockhart	387	387	126	60
Pikes Portage	148	148	126	60
Quoich	207	207	-	60
Tha-Anne	41	41	-	60
Taltson	113	113	34	60
Tazin	15	15	-	60
Thelon	188	188	34	60
Thlewiaza	73	73	-	60
Trout	10	10	6	60
Slave	1 130	1 130	370	60
Sylvia Grinnell	86	86	6	60
Snowdrift	6	6	-	60
Arctic Red	80	80	-	60
Peel	200	200	-	60
Rat	450	450	-	60
Keele	75	75	-	60
Mountain	70	70	-	60
Root	55	55	-	60
Redstone	135	135	-	60
Dahadinni	160	160	-	60
Willow Lake	20	20	-	60

Tableau C1. Potentiel hydroélectrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
T. N.-O. (suite)				
La Martre	27	27	27	60
Armshow	20	20	-	60
Anna Maria Port	7	7	-	60
Ward Inlet	15	15	-	60
Petitot	27	27	-	60
Hanbury	246	246	-	60
Prince	4	4	-	60
Maguse	3	3	-	60
Total partiel	9 201	9 201	2 473	
AUTRES SITES	28	-	-	60
TOTAL	**9 229**	**9 201**	**2 473**	
CANADA TOTAL	**185 833**	**120 189**	**43 886**	

* *Estimé*

1. *Potentiel brut : Les ressources brutes totales qui pourraient être mises en valeur en l'absence de contraintes techniques, économiques ou environnementales (on ne tient pas compte des sites déjà mis en valeur ou en construction).*
2. *Potentiel aménageable : Potentiel brut moins les sites qui ne seront peut-être pas mis en valeur pour des raisons techniques.*
3. *Potentiel envisagé : Potentiel aménageable moins les sites qui ne seront peut-être pas aménagés pour des raisons environnementales ou économiques. Le potentiel envisagé regroupe donc tous les sites susceptibles d'être aménagées dans l'avenir.*

** *Les facteurs d'utilisation ont été arrondis; il s'agit même parfois d'estimations fondées sur une répartition de 61 % d'origine hydraulique et de 25 % d'origine marémotrice.*

Sur. *Suréquipement*
Réam. *Réaménagement*

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Annexe D
Normes et directives environnementales du gouvernement fédéral

Les récentes modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* stipulent que l'Office lorsqu'il évalue une demande de licence d'exportation d'électricité ou de certificat autorisant l'exploitation de lignes de transport internationales, doit tenir compte de l'incidence environnementale de ces projets. (Pour de plus amples détails sur le cadre réglementaire, voir le chapitre 3.) La présente annexe offre un survol de certaines normes environnementales fédérales qui, en plus des mesures de protection environnementales instituées par les provinces, sont particulièrement pertinentes pour l'évaluation des répercussions sur l'environnement.

Les normes environnementales fédérales sont celles qui ont été autorisées ou adoptées par le gouvernement fédéral et qui s'appliquent là où un projet touche un domaine sous stricte juridiction fédérale, tels les eaux navigables ou les oiseaux migrateurs. Les normes fédérales pertinentes sont résumées dans les pages qui suivent après une présentation générale des catégories de normes environnementales[1].

[1]Pour plus de détails sur les lois, les initiatives et les normes fédérales, communiquer avec la Direction de l'électricité de Énergie, Mines et Ressources Canada.

CATÉGORIES DE NORMES ENVIRONNEMENTALES

Les normes environnementales sont établies dans le but général de protéger la santé des personnes et l'environnement. Aux fins du présent rapport, l'expression « normes environnementales » se rapportera à l'ensemble des directives, objectifs, limites, critères et codes de recommandations techniques relatifs à l'environnement. Aux fins de la discussion, les normes fédérales en matière d'environnement sont regroupées en trois catégories générales : normes environnementales, normes d'émission et autres normes.

Normes environnementales

Les normes environnementales sont des énoncés quantitatifs ou qualitatifs qui décrivent un niveau de qualité environnementale qui, étant maintenu dans l'environnement « ambiant » ou ouvert, protégera normalement la santé des personnes et l'environnement. En général, elles précisent les concentrations de matières ou les caractéristiques physiques telles que la température de l'eau. Habituellement, les normes environnementales fédérales n'ont pas de valeur légale. Elles décrivent un niveau de qualité environnementale qui peut être appliqué à des régions précises, ou à toutes les régions du Canada. Elles représentent les buts ou objectifs vers lesquels sont dirigées les initiatives de contrôle de la pollution, y compris les lois et règlements précisant les normes d'émission.

Les normes d'émission

Les normes d'émission se rapportent à une limite sur la quantité ou la qualité de matières pouvant être émises par des procédés industriels basés sur l'utilisation de la meilleure technologie réalisable au plan économique. Elles précisent habituellement la concentration maximale d'une matière dangereuse pouvant être présente dans l'émission telle qu'elle jaillit de sa source : une cheminée, un pipeline ou un système de drainage de site d'enfouissement. Les normes d'émission fédérales, pouvant avoir force de loi en vertu de règlements, sont considérées comme étant les exigences acceptables minimales pour toutes les entreprises industrielles. Dans certains cas, des normes d'émission plus contraignantes devront sans doute être mises en vigueur afin que soient respectées les normes environnementales.

Autres normes

Font partie de cette catégorie les programmes et la législation comprenant un large éventail de mesures de protection de l'environnement, en plus des normes environnementales et d'émission, par exemple le *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur* ou la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement.*

SURVOL DES NORMES FÉDÉRALES

1.1 Normes environnementales : l'air

Objectifs nationaux en matière de qualité de l'air ambiant

Les *Objectifs nationaux en matière de qualité de l'air ambiant*, établis en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, stipulent des critères concernant les niveaux tolérables, acceptables et souhaitables de bioxyde de souffre, d'oxyde d'azote, de particules, d'ozone et de monoxyde de carbone dans l'atmosphère libre ou ambiant.

Accords intergouvernementaux

Les normes environnementales sont une méthode de mise en oeuvre d'accords intergouvernementaux pour réduire et contrôler la pollution de l'air. (Pour une étude générale des accords intergouvernementaux sur la pollution de l'air, voir la section 3.3 de la présente annexe.) Le gouvernement du Canada et les sept provinces canadiennes de l'Est ont conclu des accords fédéraux-provinciaux pour réduire les émissions de bioxyde de souffre, d'après un objectif de dépôts humides de sulfate (normes environnementales) de 20 kilogrammes par hectare et par année.

1.2 Normes environnementales : l'eau

Recommandations pour la qualité des eaux au Canada

Les *Recommandations pour la qualité des eaux au Canada*, publiées par le Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement (CCMRE), sont un répertoire d'objectifs de qualité des eaux (normes environnementales) convenant à diverses utilisations de l'eau au Canada telles que la vie aquatique, les procédés industriels, la consommation humaine, l'utilisation récréative et l'irrigation agricole. Ces normes diffèrent selon les diverses utilisations de l'eau et doivent par conséquent être adaptées de façon à répondre aux besoins régionaux en matière de qualité de l'eau. Ces normes sont inspirées des directives existantes telles que les *Recommandations pour l'eau potable au Canada* établies par le Sous-comité fédéral-provincial sur l'eau potable.

Accords intergouvernementaux

Le Canada a conclu un accord avec les États-Unis (*Accord relatif à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs*) pour restaurer et maintenir la qualité de l'eau dans le bassin des Grands Lacs. Des objectifs de qualité environnementale (normes environnementales) sont établis pour ces eaux afin d'aider à atteindre les objectifs de l'Accord.

D'autres normes environnementales régionales pourront être établies en vertu d'accords et de programmes fédéraux-provinciaux promulgués conformément à la *Loi sur les ressources en eaux du Canada*.

2.1 Normes d'émission fédérales : l'air

Émissions par les centrales thermiques - Directives nationales pour de nouvelles sources fixes

Ces directives, établies en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, sont des normes d'émission dans l'air basées sur la technologie pour de nouvelles centrales thermiques classiques. Il s'agit des limites d'émission génériques recommandées comme normes minimales nationales qui peuvent être adoptées par des services publics et des gouvernements provinciaux. Les critères stipulés dans les directives comprennent ceux pour le bioxyde de souffre, l'oxyde d'azote et les émissions de particules, de même que pour les normes relatives à l'opacité ou la visibilité.

2.2 Normes d'émission : l'eau

Le Code des recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur

(Voir Autres normes fédérales, section 3.1, pour une description générale du *Code de recommandations*.)

Le *Code de recommandations visant l'étape de la conception* prévoit des limites minimales d'émission de déchets dans l'eau basées sur la technologie. Ces normes stipulent des critères propres aux effluents pour les métaux, les huiles et les graisses, le chlore, les matières en suspension et l'acidité, dans le but de réduire la quantité totale de

polluants rejetés dans les eaux de surface. Ces critères sont conçus pour répondre aux normes environnementales pour la santé des humains et des espèces aquatiques dans la plupart des cas.

LA LÉGISLATION FÉDÉRALE

La Loi sur les pêcheries, la Loi sur les ressources en eaux du Canada et la Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs

La *Loi sur les pêcheries* interdit les dépôts de matières nuisibles dans toutes les eaux poissonneuses du Canada. Les règlements peuvent limiter les dépôts de certains types de déchets ou de matières en spécifiant les quantités et les concentrations. Les dispositions de cette loi sont appuyées par le *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur.* La loi englobe une vaste gamme de mesures de protection environnementale qui ne peuvent être traitées convenablement dans ce court résumé.

La *Loi sur les ressources en eaux du Canada* confère au gouvernement fédéral le pouvoir de réglementer l'émission de matières dans des zones désignées de « gestion qualitative des eaux ». Aucun règlement concernant les émissions dans l'eau n'a été émis en vertu de cette loi. La loi confère également au gouvernement fédéral le pouvoir de conclure des accords avec les provinces pour la gestion qualitative des eaux.

Les règlements d'application de la *Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs* interdisent, dans certaines circonstances, les déversements de matières dangereuses pour les oiseaux migrateurs dans toute eau ou tout secteur habités par ces oiseaux au Canada.

AUTRES NORMES FÉDÉRALES

3.1 Recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur

Le *Code de recommandations techniques*, élaboré par un groupe de travail des gouvernements fédéral et provinciaux et de l'industrie, mis sur pied par Environnement Canada, inclut des mesures jugées raisonnables et pratiques qui peuvent être prises pour préserver la qualité de l'environnement touché par les centrales thermiques et électronucléaires. Il existe maintenant des codes de recommandations visant les étapes de conception, de choix de l'emplacement et de construction des centrales thermiques. Bien que les codes relatifs à la conception et au choix de l'emplacement n'ont pas force légale, le code de construction est publié en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement.* Environnement Canada élabore présentement des codes de recommandations pour les étapes d'exploitation et de déclassement.

Les diverses étapes des codes de recommandations, bien que traitées dans des documents distincts, sont interdépendantes. Afin d'assurer la protection environnementale pendant toute la durée d'une centrale thermique, les codes doivent être considérés dans leur ensemble.

3.2 Législation environnementale pour le contrôle des produits dangereux

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* confère au gouvernement l'autorité à l'égard du contrôle de matières dangereuses ou toxiques tout au cours de leur cycle de vie, y compris durant la mise au point, la fabrication, le stockage, le transport, l'utilisation et l'élimination. La loi stipule que le ministre de l'Environnement peut établir des objectifs environnementaux (normes environnementales), publier des directives (normes d'émission) et des codes de recommandations, ainsi que des règlements exécutoires fondés sur ces normes et d'autres normes environnementales. Les règlements comprennent des normes pour le stockage et l'élimination des biphényles polychlorés (BPC).

La *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* autorise la création et l'application de normes de sécurité pour le transport, la préparation pour le transport et la manutention des marchandises dangereuses (y compris les BPC et les substances radioactives).

La *Loi sur les produits antiparasitaires* autorise l'établissement et l'application de normes de sécurité pour le stockage, la manutention et l'utilisation des pesticides.

3.3 Accords intergouvernementaux sur la pollution de l'air

Le Canada est un signataire de deux protocoles internationaux de la Commission économique des Nations-Unies pour l'Europe, en vertu de la *Convention de 1979 sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance*. Les protocoles engagent les signataires à réduire les émissions de bioxyde de souffre (1985) et d'oxyde d'azote (1988). Ces protocoles prévoient des contrôles des émissions pour réduire, d'ici 1993, les émissions de bioxyde de souffre de 30 % par rapport aux niveaux de 1980, et de geler, d'ici 1994, les émissions d'oxyde d'azote aux niveaux de 1987.

Le protocole concernant la réduction des émissions de bioxyde de souffre a été mis en oeuvre au Canada aux termes d'accords individuels conclus entre le gouvernement du Canada et les sept provinces de l'Est, afin de réduire, d'ici 1994, les émissions de bioxyde de souffre d'environ 50 % par rapport aux émissions de 1980. Conformément au protocole sur l'oxyde d'azote, les ministres canadiens de l'Environnement élaborent présentement un plan d'action exhaustif en vue d'une gestion accrue des émissions d'oxyde d'azote et de composés organiques volatiles au Canada.

Le 13 mars 1991, les gouvernements canadien et américain ont conclu une entente sur la qualité de l'air (l'*Accord sur la qualité de l'air*). Le Canada s'engageait, entre autres, à :

- plafonner, dans les sept provinces de l'Est, les émissions de SO_2 à 2,3 millions de tonnes par an de 1995 à 1999;
- ne pas dépasser un plafond national de 3,2 millions de tonnes en l'an 2000;
- réduire les émissions annuelles de NO_x provenant de sources stationnaires de 100 000 tonnes par an et ce, sous le niveau prévu pour 2000 de 970 000 tonnes par an;
- élaborer, d'ici le 1er janvier 1995, de nouvelles exigences en matière de réduction annuelle d'émissions pour les sources stationnaires qu'elles devront respecter en 2000 et en 2005;
- d'ici le 1er janvier 1995, prévoir les émissions de SO_2 et de NO_x de chaque nouvelle unité de production d'électricité de plus de 25 MW, en utilisant une méthode de comparaison aussi efficace que la surveillance permanente des émissions.

3.4 Normes environnementales générales pour les centrales nucléaires : Commission de contrôle de l'énergie atomique

Pour une discussion générale du rôle de la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur le plan de la réglementation, voir le chapitre 3.

Les normes que la Commission utilise pour accorder des licences et contrôler les installations comprennent les règlements en vertu de sa loi constitutive visant à limiter les doses de radiation pour le public, et les normes de transport pour l'emballage et le marquage de matières nucléaires. La Commission reçoit des avis sur les normes environnementales de la part d'Environnement Canada et exerce ses activités de délivrance de permis selon un processus réglementaire conjoint impliquant les autorités environnementales du fédéral et des provinces. La Commission coordonne ses activités réglementaires avec le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement ou tout autre processus provincial d'examen environnemental qui peut s'avérer nécessaire pour des installations nucléaires.

3.5 Normes environnementales générales pour la production et le transport d'électricité : l'Office national de l'énergie

Voir le chapitre 3 pour les détails sur le processus réglementaire de l'Office national de l'énergie.

Les demandeurs de permis sont tenus de soumettre à l'Office national de l'énergie des renseignements sur les répercussions environnementales des exportations et des lignes de transport proposées. L'Office appliquera les procédures stipulées dans le *Décret sur les lignes directrices visant le processus fédéral d'examen et d'évaluation en matière d'environnement* pour déterminer s'il doit recommander l'assujettissement d'une demande de permis ou de licence. Lorsqu'une audience publique s'avère nécessaire, les demandeurs sont tenus d'entreprendre une analyse détaillée du projet, y compris, entres autres éléments, les facteurs environnementaux.

3.6 Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

Voir le chapitre 4 pour les détails du Processus fédéral d'examen et d'évaluation en matière d'environnement.

Le *Décret sur les lignes directrices* établit des procédures normalisées qui doivent être suivies par les ministères fédéraux lorsqu'ils procèdent à une première évaluation des projets relevants de leur compétence pour en déterminer les répercussions environnementales d'importance.

Annexe E

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité 158

E2. Programmes de déplacement de la charge 160

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la PIÉ en 1991 161

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR AGRICOLE

1. Divers programmes sont en place pour améliorer l'efficacité énergétique du secteur agricole de l'Î.-P.-É.

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR RÉSIDENTIEL

1. Construction d'habitations neuves -- établissement de normes mininales d'efficacité pour les nouveaux logements résidentiels, identification des habitations à haute efficacité énergétique, et parrainage de programmes de formation des constructeurs.

2. Amélioration des habitations -- les consommateurs reçoivent de l'information technique, des grilles d'analyse énergétique et de l'aide financière pour mettre en place des mesures visant l'efficacité énergétique des habitations chauffées à l'électricité.

3. Amélioration de l'efficacité énergétique des appareils électro-ménagers -- établissement de normes minimales d'efficacité des appareils électro-ménagers, identification des appareils à haute efficacité énergétique, formation des consommateurs, campagnes publicitaires, incitations financières pour les détaillants, rabais à l'achat d'équipements à haute efficacité énergétique dont les minuteries pour les chauffe-moteurs et les thermostats, rachat des équipements inefficaces, mises au point des chauffe-eau et distribution gratuite de couvertures isolantes pour les chauffe-eau et d'économiseurs d'eau.

4. Conversion -- campagnes publicitaires en faveur de combustibles de remplacement de l'électricité comme combustible de choix pour les nouveaux systèmes de chauffage et de chauffe-eau, nouveaux et existants, incitations aux consommateurs qui acceptent la conversion de leurs systèmes de chauffage et de chauffe-eau vers d'autres formes de systèmes de chauffage.

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR COMMERCIAL

1. Construction de nouveaux bâtiments -- établissement de normes minimales d'efficacité énergétique pour la construction de nouveaux bâtiments à vocation commerciale, identification des bâtiments à haute efficacité énergétique et incitations financières pour les propriétaires, les concepteurs et les constructeurs visant la conception de bâtiments à haute efficacité énergétique.

2. Réfection des bâtiments -- information, aide financière et à l'analyse énergétique pour la rénovation des bâtiments à vocation commerciale existants, y compris l'enveloppe (c.-à.-d. les systèmes de ventilation-chauffage-climatisation, les chauffe-eau, la récupération de la chaleur, les systèmes de réfrigération et autres équipements électriques), ainsi que pour l'achat d'équipement de gestion de l'énergie.

3. Conversion -- campagnes publicitaires en faveur de combustibles de remplacement de l'électricité comme combustible de choix pour les bâtiments à vocation commerciale, nouveaux et existants.

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration de l'efficacité énergétique offerts par les services canadiens d'électricité (suite)

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR INDUSTRIEL

1. Construction de nouveaux bâtiments -- campagnes publicitaires en faveur de l'efficacité énergétique dans la conception de nouvelles usines.

2. Réfection des usines -- éducation, campagnes publicitaires, soutien sur le terrain, analyses énergétiques, et aide technique et financière fournie au client industriel afin d'évaluer et de mettre en oeuvre des mesures d'efficacité énergétique dans les usines.

3. Moteurs à haut rendement et équipés d'un entraînement à vitesse variable -- éducation, campagnes publicitaires et rabais pour l'installation de moteurs à haut rendement et d'entraînements à vitesse variable à l'occasion de programmes d'achat ou de remplacement.

4. Tyauteries d'air sous pression -- tests de contrôle des fuites d'air dans les réseaux d'air comprimé.

5. Éclairage à haute efficacité énergétique -- éducation, campagnes publicitaires et incitations pour l'achat et la conversion en faveur de systèmes d'éclairage à haute efficacité énergétique, y compris la conversion de l'éclairage des routes à un éclairage au sodium à haute pression de meilleur rendement.

6. Conversion -- électrotechnologies.

7. Améliorations des procédés.

E2. Programmes de déplacement de la charge

1. **TARIFS DIFFÉRENCIÉS DANS LE TEMPS** -- Le coût de fournir de l'électricité varie selon les saisons, les semaines et les périodes de la journée car les demandes de puissance requièrent l'utilisation de différentes combinaisons d'installations de production. Les installations dont les coûts variables sont les plus élevés sont généralement exploitées seulement pour répondre aux demandes de pointe. Les tarifs différenciés dans le temps sont conçus pour réfléter les coûts accrus de l'approvisionnement en énergie électrique durant les demandes de pointe saisonnières et quotidiennes. Ils visent à encourager une utilisation plus efficace du réseau électrique tout en offrant aux clients des récompenses d'ordre financier sous forme de tarifs réduits pour avoir géré leurs charges entre les heures de pointe et hors-pointe. Le service d'électricité en tire également profit puisqu'il réduit les demandes de pointe saisonnières et quotidiennes.

   Bien que les tarifs différenciés dans le temps soient intégrés à même les structures tarifaires d'un certain nombre de services canadiens d'électricité, en particulier dans le cas de gros clients industriels et commerciaux, Ontario Hydro, SaskPower et Maritime Electric sont les seuls services qui les aient mis en oeuvre. Ontario Hydro a fixé quatre périodes pour ces tarifs : la demande de pointe hivernale, la demande hors-pointe hivernale, la demande de pointe estivale et la demande hors-pointe estivale. L'été comprend les mois d'avril à septembre inclusivement, l'hiver comprenant les mois d'octobre à mars. La période de pointe de chaque saison s'étend de 7 h à 23 h, du lundi au vendredi, à l'exception des jours fériés. Toutes les autres heures sont considérées hors-pointe. Les tarifs s'appliquent aux gros clients industriels d'Ontario Hydro, aux gros clients des services municipaux d'électricité desservis par Ontario Hydro, et, sur une base volontaire, aux services municipaux eux-mêmes. Les tarifs differenciés dans le temps s'appliquent maintenant à 80 % de la charge d'Ontario Hydro. En Saskatchewan et à l'Île-du-Prince-Édouard, la structure des tarifs différenciés dans le temps est beaucoup moins complexe que celle utilisée en Ontario.

2. **PROGRAMMES DE CONTRÔLE DE LA CHARGE** -- Le contrôle direct de la charge du client est un autre moyen de déplacer la charge des périodes de pointe aux heures hors-pointe. Un dispositif de contrôle est installé pour permettre au service d'électricité de contrôler la charge durant toute la journée. On utilise habituellement ce dispositif pour le chauffage des bâtiments et de l'eau en gérant l'électricité de façon à réduire les demandes de pointe et égaliser la charge totale.

3. **PROGRAMMES DE STOCKAGE THERMIQUE** -- Les services d'électricité peuvent déplacer la charge de la journée vers la nuit en offrant des incitations à leurs clients afin qu'ils se procurent un système de stockage thermique. Une fois le système mis en marche, l'électricité est utilisée la nuit pour produire de la glace ou de la chaleur, un moyen utilisé durant la journée pour le chauffage des bâtiments ou de l'eau.

4. **PROGRAMMES DE BI-ÉNERGIE** -- Ces types de programmes comprennent à la fois le déplacement et l'égalisation de la charge. Les programmes de bi-énergie s'appliquent généralement aux consommateurs qui peuvent compter sur une deuxième source d'énergie pour le chauffage intérieur et de l'eau. Le service d'électricité offre des tarifs réduits pour la consommation hors-pointe par suite d'une entente selon laquelle le consommateur a recours à une source d'énergie de remplacement comme le gaz naturel ou le mazout pour le chauffage, durant les périodes de pointe. Les consommateurs participants à ce programme paient un tarif beaucoup plus élevé pour toute consommation d'électricité durant la période de pointe.

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1991

Principaux services d'électricité	Structure tarifaire	Formule d'établissement des prix	Remarques
Newfoundland and Labrador Hydro	Selon la source d'énergie.	Selon le principe du « partage des économies » jusqu'à un maximum de 90 % du coût évité du combustible.	Les achats destinés aux régions éloignées sont évalués en fonction de la taille du type de centrale considéré.
	Tarif non encore publié.	Coût marginal moyen.	S'appliquent aux achats pour les régions interconnectées.
Newfoundland Light & Power	Négociable.	Négociable jusqu'au coût marginal de production du type de centrale utilisé.	Les excédents sont achetés à un prix inférieur au coût marginal à court terme.
Maritime Electric	2,825 cents/kWh (en 1991)	Prix d'achat moyen d'énergie d'économie de Énergie NB.	
Nova Scotia Power	Puissance : 2,79 cents/kWh Énergie : 3,49 cents/kWh	Plein coût évité basé sur des simulations du type de centrale.	Contrat de 10 ans. Centrales en service durant l'année financière 1993-1994.
	Puissance : 3,68 cents/kWh Énergie : 3,49 cents/kWh	Installation type utilisée pour élaborer les prix. Elle représente une centrale CLF (3 x 165 MW) ainsi que les lignes de transport.	Contrat de 33 ans. Le prix pour la capacité est fixé pour la durée du contrat. Le prix de l'énergie est fondé sur les données fournies par l'installation type quant au combustible, à l'exploitation et à l'entretien. Les centrales en service durant l'année financière 1993-1994.
Énergie NB	Fournisseurs désignés: Pointe: 4,9 cents/kWh $ 1992) Hors pointe : 2,8 cents/kWh ($ 1992).	Heures de pointe : 100 % du plein coût évité d'Énergie NB (puissance et énergie). Heures hors-pointe: pleins coûts évités d'Énergie NB.	La capacité installée est moins de 5 MW. La durée du contrat dépasse un an. Les heures de pointe sont de 7 h à 21 h. Les mois de pointe sont décembre à mars.
	Fournisseurs non-désignés: 1,8 cents/kWh ($ 1992).	90 % du coût régressif moyen du réseau d'Énergie NB durant une heure.	
	Fournisseurs désignés éventuels : 6,4 cents/kwh ($ 1996)	Coût évité.	La capacité installée est supérieure à 5 MW. La durée du contrat doit dépasser 3 ans.
Hydro-Québec	4,4 cents/kWh ($ 1992)	Coût évité.	Le prix est calculé pour un courant à haute tension (égal ou plus élevé que 50 kV) et sera rajusté en fonction de l'Indice des prix à la consommation jusqu'à un maximum de 6 %ou un minimum de 3 %.

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1992

Principaux services d'électricité	Structure tarifaire	Formule d'établissement des prix	Remarques
	4,6 cents/kWh	Coût évité.	Le prix est calculé pour un courant à tension moyenne (750 à 50 kV) et sera rajusté en fonction de l'Indice des prix à la consommation jusqu'à un maximum de 6 % ou un minimum de 3 %.
Ontario Hydro	Aménagements d'au plus 5 MW :		
	OPTION 1 - Structure tarifaire offert aux producteurs autres que les services d'électricité peu importe le combustible ou la technologie utilisés.	Coût évité.	Pour avoir droit à l'Option 1, le producteur de cette catégorie doit conclure un contrat avec Ontario Hydro d'une durée habituelle de 20 ans.
	Pointe hivernale : 7,36 cents/kWh Hors-pointe hivernale : 3,00 cents/kWh Pointe estivale : 5,97 cents/kWh Hors-pointe estivale : 2,66 cents/kWh	Les tarifs de pointe sont basés sur les coûts d'électricité et de la capacité marginale d'Ontario Hydro sur 20 ans. Les tarifs hors-pointe sont basés sur le coût marginal de l'électricité.	Tous les tarifs selon la période d'utilisation sont rajustés annuellement en fonction de l'IPC de l'Ontario. Le facteur d'utilisation ne sert pas de critère pour établir les tarifs.
	OPTION 2 - Tarifs préférentiels aux aménagements qui utilisent des ressources renouvelables ou une technologie de conversion à haute efficacité énergétique.	En principe, la formule d'établissement des prix est la même que celle de l'Option 1.	
	Pointe hivernale : 8,10 cents/kWh Hors-pointe hivernale : 3,30 cents/kWh Pointe estivale: 6,57 cents/kWh Hors-pointe estivale : 2,93 cents/kWh		
	OPTION 3 - Tarif fixe de 10 ans aux aménagements de ressources renouvelables.	En principe, la formule d'établissement des prix est la même que celle de l'Option 1.	

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1992

Principaux services d'électricité	Structure tarifaire	Formule d'établissement des prix	Remarques
	Pointe hivernale : 9,81 cents/kWh Hors-pointe hivernale : 3,99 cents/kWh Pointe estivale : 7,96 cents/kWh Hors-pointe estivale : 3,55 cents/kWh		
	Aménagements fournissant plus de 5 MW nets.	Coût évité.	Cas par cas.
Hydro-Manitoba	À négocier.		Les politiques ne sont pas encore arrêtées.
SaskPower	Non disponible.		Les politiques font l'objet d'un examen.
TransAlta Utilities Alberta Power Edmonton Power, et la ville de Medicine Hat	5,2 cents/kWh (fixes de 1990-1994), augmentant à 6,0 cents/kWh (fixes de 1995-1999) ou 4,64 cents/kWh commençant en 1990, grimpant avec l'inflation.	Tarifs réglementés.	Ces tarifs s'appliquent aux petits producteurs utilisant des ressources renouvelables telles que le vent, l'hydro et la biomasse. Les aménagements ne dépassent pas 2,5 MW. Un nombre limité d'aménagements-pilotes dépassant 2,5 MW peuvent être approuvés.
	Énergie de sources non conventionnelles telles que des génératrices au gaz résiduel ou des cogénératrices.	À négocier.	
B.C. Hydro	Aménagements d'au plus 5 MW.	80 % du coût évité de B.C. Hydro.	Achat total annuel limité à 25 MW. Cogénération ou autoproduction.
	Aménagements d'une capacité de 5 MW et plus.	À négocier.	

Sources : Principaux services d'électricité, mars 1992

Définitions et abréviations

British Thermal Unit (BTU) : unité servant à mesurer la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Capacité, dans l'industrie de l'énergie électrique, a deux significations.

1. Puissance du réseau : la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service d'électricité peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement : la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Capacité génératrice de réserve : capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales : en cas de panne imprévue du matériel électrogène et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Capacité installée : capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Charge : quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Charge de base : charge minimale constante sur une période donnée.

Cogénération : production combinée d'électricité et d'énergie thermique. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Consommation : quantité d'énergie électrique utilisée, habituellement mesurée en kilowattheures.

Courant : flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

Définitions et abréviations

Courant alternatif (CA) : courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets par seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car son transport et sa distribution sont bien plus économiques que ceux du courant continu.

Courant continu (CC) : courant qui circule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Une pile fournit du courant continu.

Demande de pointe : charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Énergie d'économie : énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur des coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour fournir les charges de son propre réseau.

Énergie électrique : quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowattheure (kWh) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Énergie interruptible : énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au gré du fournisseur.

Énergie nucléaire : énergie produite dans une centrale où la vapeur actionnant les turbines provient de la chaleur dégagée par la fission atomique et non de la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz naturel.

Exportations nettes : le total des exportations moins le total des importations.

Facteur d'utilisation : indifféremment de la pièce de matériel, rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la puissance nominale.

Définitions et abréviations

Facteur de charge : coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

Frais liés à la demande : prix de l'électricité établi d'après la demande la plus élevée d'un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

Frais liés à l'énergie : prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kWh). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Fréquence : nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou de 60 hertz.

Gigawatt (GW) : un milliard de watts; un million de kilowatts (voir Watt).

Gigawattheure (GWh) : unité d'énergie qui équivaut à un million de kilowattheures ou à un milliard de wattheures.

Hertz (Hz) : unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Indice des prix à la consommation (IPC) : l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un « panier », ensemble constant de biens et de services. Ce panier se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

Joule : unité internationale de mesure de l'énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité; un kilowattheure représente environ 3,6 millions de joules.

Kilovolt (kV) : mille volts.

Définitions et abréviations

Kilowatt (kW) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 watts, soit la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

Kilowattheure (kWh) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 wattheures, soit la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts pendant une heure. Un kilowattheure est égal à 3,6 millions de joules.

Mégawatt (MW) : unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

Mégawattheure (MWh) : unité de puissance égale à 1 000 kilowattheures.

Mil : un millième de dollar.

Production classique : électricité d'une centrale où la force motrice est de la vapeur d'eau ou des gaz d'échappement produits à partir de combustibles fossiles.

Produit intérieur brut (PIB) : la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB mesuré en dollars constants se définit comme le PIB réel.

Puissance : taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Puissance garantie : puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Réseau d'électricité : toutes les installations interconnectées d'un service d'électricité : centrales, transformateurs, lignes de transport et de distribution, et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

Réseau : réseau de conducteurs et de connexions.

Définitions et abréviations

Source d'énergie : source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et ses dérivés, le gaz, l'eau, l'uranium, les énergies éolienne, solaire et géothermique.

Source d'énergie primaire : source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice.

Tension : force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kilovolt est égal à 1 000 volts.

Térawattheure (TWh) : un milliard de kilowattheures.

Watt : unité scientifique de puissance électrique correspondant à la consommation d'un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, de 40, de 60 ou de 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle éclaire. Un cheval vapeur impérial (ch) est égal à 746 watts.